

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**TELECONTROL DE SECCIONAMIENTOS EN RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA REDUCCIÓN DE TIEMPO DE
INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO.**

Tesis para optar el título de:

Ingeniero Mecatrónico

JOSÉ CLAUDIO BENITES CURAY

PIURA – PERÚ

2007

Upio de Cyberes OK - 11/06/08

15 - BEN
JUN. 2009.

TELECONTROL DE SECCIONAMIENTOS EN RED DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA PARA REDUCCIÓN DE TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL
SERVICIO.

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

TESIS

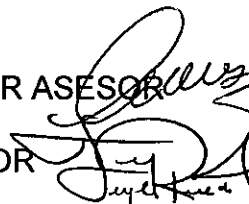
PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
COMO REQUISITO PARA OPTAR EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECATRÓNICO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

APROBADA: ING. ROBERT ORE GÁLVEZ
ING. FELIPE RUEDA ÁVALO

PROFESOR ASESOR
CO-ASESOR



JURADO

ING. WILFREDO CRUZ YARLEQUÉ
ING. WILFREDO CHERO ESPINOZA
ING. MANNOLIO HUACCHILLO CALLE

PRESIDENTE
VOCAL
SECRETARIO



DEDICATORIA

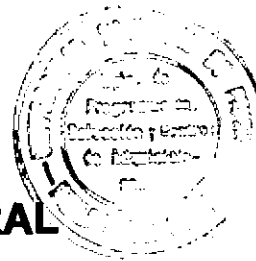


A MI MADRE

AGRADECIMIENTO

Es preciso agradecer a Dios, que como Ser supremo permitió el desarrollo de todas y cada una de las actividades que involucró el desarrollo de esta tesis. Nunca alcanzaran las palabras para agradecer Su apoyo.

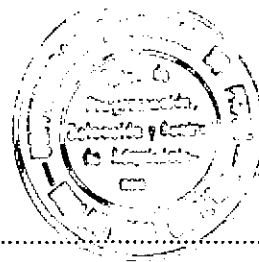
Agradecer también a cada una de las personas que brindaron su desprendido apoyo a este proyecto



ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN:	9
RESUMEN.....	10
OBJETIVOS DEL PROYECTO	12
CAPÍTULO I	14
MARCO REFERENCIAL.....	14
1.1. PROCESO DE GENERACIÓN Y TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD EN EL PERÚ.....	14
1.2. ELECTRONOROESTE SA.....	15
1.2.1. UNIDADES DE NEGOCIO	15
CAPÍTULO II	19
MARCO CONCEPTUAL	19
2.1. EL SISTEMA ELÉCTRICO.....	19
2.1.1. CONCEPTOS.....	19
2.1.2.- AGENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	21
2.1.3. RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	24
2.2.- COMUNICACIÓN INDUSTRIAL	25
2.2.1.- TIPOS DE SEÑALES.....	25
2.2.2- MEDIOS DE TRANSMISIÓN.....	26
2.2.3.- MEDIOS GUIADOS.....	27
2.2.4.- MEDIOS NO GUIADOS.....	31
2.2.5.- COMUNICACIÓN POR ESPECTRO ENSANCHADO.....	32
2.3.- PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.....	35
2.3.1.- PROTOCOLO MODBUS.....	36
2.3.2.- PROTOCOLO DNP3	39
2.4.- SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS.....	47

2.4.1.- SCADA.....	47
2.4.2.- CENTRO DE CONTROL.....	49
2.4.3.- UNIDAD DE TRANSMISIÓN REMOTA. RTU'S.....	50
CAPÍTULO III	53
ANÁLISIS DEL PROCESO ACTUAL.....	53
3.1. ESTRUCTURA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	53
3.1.1.- SISTEMA RADIAL Y ARBORESCENTE.....	53
3.1.2.- SISTEMA MALLADO:.....	55
3.2. REDES DE DISTRIBUCIÓN EN LA CIUDAD DE PIURA	57
3.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA RED	57
3.2.2. SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN	58
3.2.3. ALIMENTADORES	60
3.2.4. SECCIONADORES	63
3.3. METODOLOGÍA DEL CONTROL DE INTERRUPCIONES.	64
3.3.1. MANIOBRAS EN LA RED ELÉCTRICA	65
3.3.2. DISPOSITIVOS DE CONTROL Y MANIOBRA.	67
CAPÍTULO IV	71
DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL.....	71
4.1.- FUNCIONALIDADES	72
4.2.- INDICES PARA LA SELECCIÓN DE SECCIONADORES A AUTOMATIZAR.....	74
4.2.1.- Frecuencia de operación.	75
4.2.2.- Cantidad de Carga Controlada.....	75
4.2.3.- Importancia de Clientes	76
4.2.4.- Nivel de Enlace en la Red	77
4.3.- ESTRUCTURA.....	81
4.3.1- TOPOLOGÍA DEL PROYECTO	81



4.3.2- COMUNICACIÓN	84
4.3.3- EQUIPOS:.....	88
4.4.- SEÑALES Y SU CLASIFICACIÓN	90
4.4.1- SEÑALES DE ESTADO	90
4.4.2- SEÑALES DE ALARMA	92
4.4.3- COMANDOS.....	93
4.4.4- MEDIDAS.....	94
4.5.- LISTADO DE SEÑALES.....	95
4.5.1- SEÑALES DE ESTADO	95
4.5.2- SEÑALES DE ALARMA	95
4.5.3- MEDIDAS.....	96
4.5.4- COMANDOS.....	96
4.6. SCADA TELEGYR.....	97
4.6.1. CREACIÓN DE SEÑALES:	97
4.6.2. VISUALIZACIÓN LAS SEÑALES EN EL TELEGYR.....	98
4.6.3. ELEMENTOS DEL SCADA	99
4.7. RTU TELEGYR 5700.....	101
4.7.1. CARACTERÍSTICAS	101
4.7.2. CONFIGURACIÓN RTU TG5700 STATION MANAGER.....	104
4.7.3. PROGRAMA DE CONFIGURACIÓN CMP	109
CAPÍTULO V.....	116
MEDICIONES DEL PROYECTO.	116
5.1. INTRODUCCIÓN.....	116
5.2. RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO	117
5.3.- ESTUDIO DE MEJORA DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD	119
5.3.1.- CONDICIÓN INICIAL.....	119
5.3.2.- AGREGANDO RECIERRE.....	120

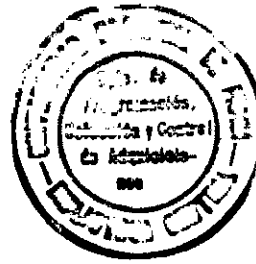
5.3.3.- AGREGANDO UN RECONECTADOR AL 50%.....	121
5.3.4.- AGREGANDO ALIMENTACIÓN ALTERNATIVA TELECONTROLADA	122
5.4.- ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO	123
5.4.1.- COSTOS DE INVERSIÓN.....	124
5.4.2.- COSTOS DE OPERACIÓN	126
5.4.3.- PAGOS POR COMPENSACIÓN Y AHORRO	127
5.4.4.- AHORRO EN OPERACIÓN	139
5.4.5.- VALOR PRESENTE NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO	141
CONCLUSIONES.....	146
RECOMENDACIONES	147
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	148
ÍNDICE DE TABLAS	151
ÍNDICE DE FIGURAS	153

INTRODUCCIÓN:

La energía eléctrica se ha convertido en parte de nuestra vida diaria. Sin ella, difícilmente podríamos imaginar los niveles de progreso que el mundo ha alcanzado, por tal motivo, el trabajo de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, está fijado en la actualidad por parámetros de calidad en el servicio eléctrico que determinan su operación.

Los principales inconvenientes de las líneas de distribución de energía eléctrica de red primaria en 10kV en nuestro país son las salidas de servicio por diversos motivos entre las que podemos nombrar:

- Simulacro y seguridad nacional.
- Fallas por condiciones ambientales extremas.
- Hurto de conductor.
- Falla por terceros. Elementos externos a la red. Actos temerarios.
- Falla de distribuidora.
- Mantenimientos programados.
- Fallas en la red de transmisión.
- Fallas de generador
- Falla por causa no detectada.



RESUMEN

Debido a que se necesita cumplir con las expectativas del cliente o excederlas a un precio que puedan pagar y en el momento que requieran el servicio, los requerimientos de Calidad del Servicio de las empresas distribuidoras de energía eléctrica exigen tener un rápido control de las líneas de distribución del sistema eléctrico durante una interrupción, motivo por el cual en el momento de ocurrencia de este evento la mayor cantidad de personal es puesto en el campo para acelerar los trabajos y reducir el tiempo de interrupción del servicio.

En nuestro caso el concepto de control no sólo lo usaremos en el aspecto de actuación, sino también ampliaremos el trabajo hasta diseñar medios de monitorización o presentación de datos en el centro de control del sistema. Cuando una falla es eliminada mediante el accionamiento de un elemento de protección, que no es telemedido ni telecontrolado, el operador del sistema desconoce la ubicación tanto de la falla como de la protección accionada debido a la misma

Todo esto implica entonces la adquisición de datos de campo a través de las estaciones remotas; por lo tanto, al tener el proyecto como objetivo principal reducir tiempos de reparación de interrupciones de suministro, disminuimos los pagos de compensación por corte de servicio a usuarios, así como otros costos que detallaremos mas adelante.

Podemos decir entonces que el proyecto esta dirigido a mantener el menor tiempo posible sin servicio a los usuarios afectados por interrupciones del servicio eléctrico debido a fallas en la red de distribución de energía eléctrica.

OBJETIVOS DEL PROYECTO

A.- OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema telecontrol de la red de distribución eléctrica en 10kV, aplicable a las ciudades del Perú, a fin de llegar a reducir los tiempos de interrupción del servicio eléctrico a los usuarios.

B.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un análisis de los métodos actuales de control de interrupciones del servicio eléctrico realizado por las empresas de distribución eléctricas en nuestra localidad.
- Estudiar nuevas tecnologías aplicadas a los sistemas de control del área de energía en el mundo
- Actualizar los sistemas distribución del servicio eléctrico en media tensión con sistemas de supervisión y control
- Analizar los porcentajes de reducción de los tiempos de interrupción del servicio en el sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Piura.
- Desarrollar un sistema de control y supervisión de seccionadores e interruptores en la red de distribución de energía eléctrica en media tensión en la ciudad de Piura.

CAPÍTULO I

MARCO REFERENCIAL

1.1. PROCESO DE GENERACIÓN Y TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD EN EL PERÚ.

Generación y transporte de electricidad es el conjunto de instalaciones que se utilizan para transformar otros tipos de energía en electricidad y transportarla hasta los lugares donde se consume. La generación y transporte de energía en forma de electricidad tiene importantes ventajas económicas debido al costo por unidad generada. Las instalaciones eléctricas también permiten utilizar la energía hidroeléctrica a mucha distancia del lugar donde se genera.

Las instalaciones eléctricas tienen seis elementos principales:

- La central de generación
- Los transformadores, que elevan el voltaje de la energía eléctrica generada a las altas tensiones utilizadas en las líneas de transporte
- Las líneas de transporte
- Las subestaciones de potencia donde la señal baja su voltaje para adecuarse a las líneas de distribución

- Las líneas de distribución
- Los subestaciones de distribución que bajan el voltaje al valor utilizado por los consumidores.

1.2. ELECTRONOROESTE SA.

Hacer la descripción de la empresa Electronoroeste es importante debido a que es dicha empresa quien realiza la tarea de distribución de energía eléctrica en media tensión en la ciudad de Piura y Tumbes, en la cual será aplicada directamente el trabajo de este proyecto.

Electronoroeste es una empresa dedicada a la comercialización y Distribución de Energía Eléctrica. En virtud a la Ley NC 24761 de fecha 10.12.87, Art. 1° se constituye en el Departamento de Piura la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad ELECTRONOROESTE S.A., con jurisdicción en toda el área de los Departamentos de Piura y Tumbes.

1.2.1. UNIDADES DE NEGOCIO

Electronoroeste SA cuenta con 07 Unidades de Negocios, graficadas en la figura 1.1 mostrada a continuación:

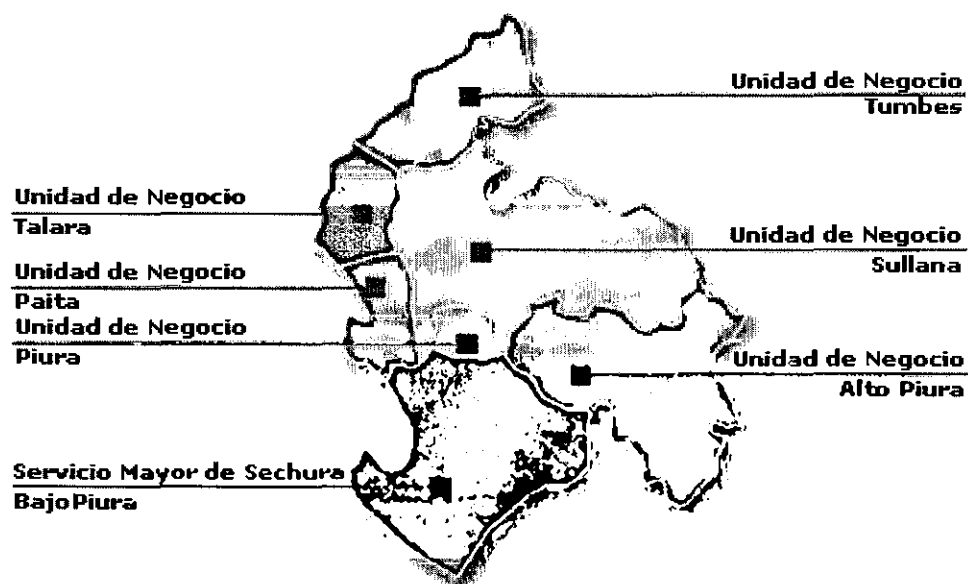
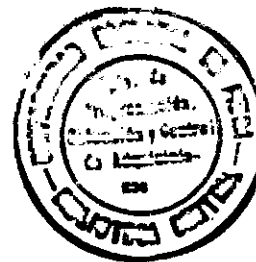


Figura 1.1
Mapa de las Unidades de Negocios

Descripción	Sechura	Paíta	Alto Piura	Talara	Tumbes	Sullana	Piura	Total
Clientes	12 348	17 832	18 619	24 188	29 775	43 977	73 298	220 037
Área de Concesión (KM2)	25	17	42	130	217	64	82	577
Redes BT (KM)	201	235	299	261	358	500	819	2 673
Redes MT (KM)	129	182	234	212	410	423	287	1 877
Sub-Estaciones	171	240	190	249	417	535	848	2 650

Tabla 1.1
Clientes por Unidad de Negocio



Concepto	2001	2002	2003	2004		
				Ene-04	Feb-04	Total
Reclamos Fundados	3,037	1,538	907	65	62	127
Reclamos Totales	6,772	3,402	2,387	160	177	337
Indicador I4	44.85%	45.21%	38.00%	40.63%	35.03%	37.69%

Tabla 1.2
Atención de Reclamos

La empresa esta regulada entre otras por las siguientes normas legales.

- Decreto Ley NC 25844: Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo NC 009-93-EM: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo NC 020-97 EM: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.
- Decreto Legislativo 674: Ley de Promoción de la inversión privada en las empresas del Estado.
- Decreto Legislativo 758: Normas para la promoción de las inversiones privadas en la infraestructura de Servicios Públicos.
- Decreto Supremo 055-99-EM: Texto Único de Procedimientos Administrativo del Ministerio de Energía y Minas.
- Ley NC 27116: Ley que crea la Comisión de Tarifas de energía.
- Decreto Supremo NC 029-97-EM: Reglamento de Fiscalización de actividades energéticas por terceros.

CAPÍTULO II

MARCO CONCEPTUAL.

Es preciso clarificar que es lo que se entiende por todos los conceptos implicados, para poder aplicarlos y evitar confusiones a las que podrían llevarnos otras interpretaciones teóricas. Este capítulo busca definir y clarificar los conceptos elementales de esta investigación. Se empieza con el sistema eléctrico, seguido por la conceptualización de comunicación industrial, protocolos de comunicación y sistemas de control y adquisición de datos.

2.1. EL SISTEMA ELÉCTRICO.

Para un mejor entendimiento del sistema eléctrico ampliaremos explicando los términos involucrados.

2.1.1. CONCEPTOS.

Frecuencia (f): La energía eléctrica se distribuye en forma de corriente alterna, es una forma periódica que se repite en el tiempo (oscilaciones por unidad de tiempo) que se mide en periodos por segundo o en Hertz (Hz). La frecuencia viene a ser la cantidad de ciclos por segundo en que varía la corriente eléctrica.

La distribución de corriente alterna se realiza en nuestro país a 60 Hz, en otros países es normal la frecuencia de 50 Hz.

$$f = 1/t$$

f = frecuencia

t = tiempo en segundos en que varía un ciclo de la corriente.

Intensidad de Corriente (I): Viene a ser la rapidez con que fluye una cantidad de electrones a través de una sección de conductor. Conectado un aparato a la red absorbe cierta corriente eléctrica, la corriente se mide en Amperios (A).

Tensión (V): Es la diferencia de potencial que existe entre dos cargas eléctricas. La tensión se mide en Voltios (V), en corriente alterna se mide el valor medio eficaz de la tensión.

Potencia Eléctrica (P): Es la cantidad de trabajo eléctrico realizado en un determinado tiempo, su unidad de medida es Watts. (W)

$$P = V \times I \times \cos(\phi)$$

$\cos(\phi)$ = factor de potencia [-1,1]

Baja Tensión (BT): Nivel de tensión inferior o igual a 1 kV (kV = kilovoltio)

Media Tensión (MT): Nivel de tensión superior a 1 kV y menor a 30 kV

Alta Tensión (AT): Nivel de tensión superior a 30 kV y menor a 69 kV

Muy Alta Tensión (MAT): Nivel de tensión superior a 69 kV hasta 220 kV

Usuarios: son los generadores, distribuidores y grandes usuarios reconocidos como agentes del mercado eléctrico mayorista.

Usuarios Finales: son los destinatarios finales del servicio de distribución de energía eléctrica.

Distribuidora: es quien, dentro de su zona de concesión, es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

2.1.2.- AGENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico es el conjunto de máquinas, de aparatos, de barras y de líneas que constituyen un circuito, y tienen como fin último suministrar energía eléctrica a todos los clientes conectados a sus redes.

En un sistema eléctrico participan diversos agentes, los cuales son:

GENERADORES: La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan. Explicado de otro modo, en que fuente de energía primaria utiliza para convertir la energía contenida en ella, en energía eléctrica.

Tienen la función de producir electricidad, así como construir, operar y mantener las centrales de generación. Operan en libre competencia desde la creación del mercado liberalizado de electricidad.

TRANSFORMADORES: Elevan la tensión de la energía eléctrica generada a altas tensiones utilizadas en las líneas de transporte.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN MAT (MUY ALTA TENSIÓN): Red de transporte de energía en Muy Alta Tensión, cuyos valores nominales en el Perú son 138KV y 220KV

LAS SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN MAT/AT: Conjunto de equipos donde se transfiere de muy alta tensión a alta tensión

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN EN AT (ALTA TENSIÓN): Red de transporte de energía en Alta Tensión, cuyos valores nominales en el Perú son 33KV, 50KV, 60KV y 66KV

LAS SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN AT/MT: Conjunto de equipos donde se transfiere de alta tensión a media tensión

LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN EN MT (MEDIA TENSIÓN): Red de transporte de energía en Media Tensión, cuyos valores nominales en el Perú son 10KV, 13.8KV y 22.9KV

LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT: Las subestaciones de distribución (SED) reducen la tensión al valor utilizado por los consumidores.

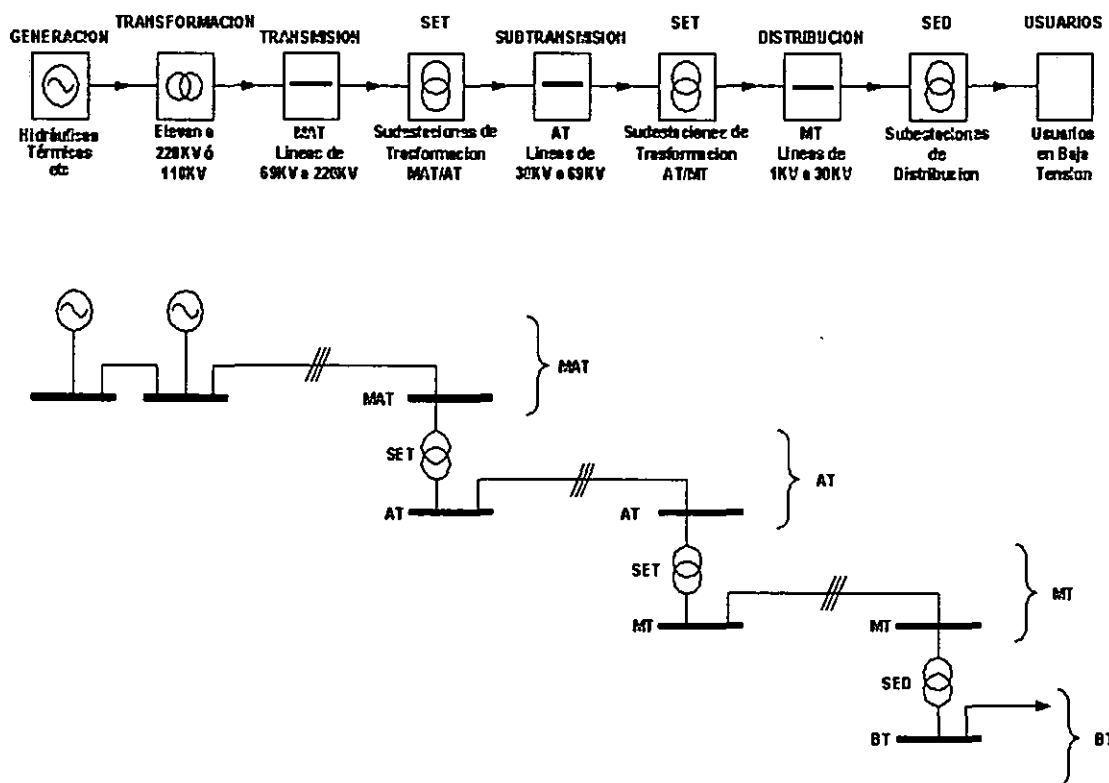
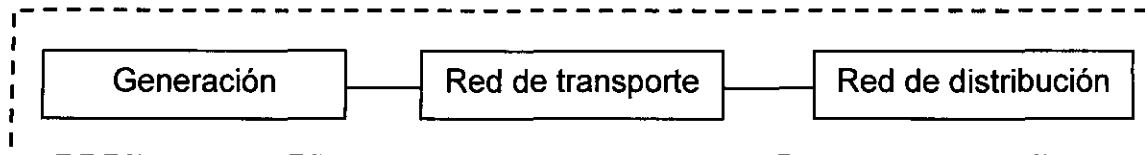


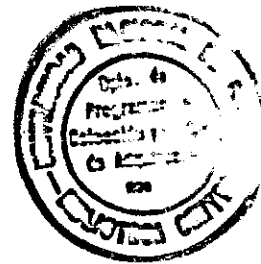
Figura 2.1
Diagrama Del Sistema Eléctrico

2.1.3. RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Los sistemas eléctricos son por lo general extensos y complejos, por lo que lo podemos dividir en tres sectores: la generación, transporte y distribución.



La red de distribución esta comprendida en su inicio por las subestaciones de potencia, alimentadores. En la cabecera de la mayoría de los alimentadores, se encuentra una protección contra fallas. Esta protección es capaz de eliminar todas las faltas transitorias en el alimentador, además de detectar las faltas permanentes. En ese caso, abrirá y dejará sin tensión el alimentador. Esa protección es esencial para la posterior automatización del alimentador.



2.2.- COMUNICACIÓN INDUSTRIAL

El control de seccionamientos de la red primaria va mas allá de sólo operar sobre el proceso, debido a que también se añade la idea presentación de información en el centro de control del sistema, lo que involucra la toma de señales del campo utilizando medios de comunicación.

El término "señal" se refiere a un voltaje eléctrico, un patrón luminoso o una onda electromagnética modulada que se desea obtener. Esta señal varía en función del medio de transmisión de que se trate y se propaga a través este mismo medio de transmisión.

2.2.1.- TIPOS DE SEÑALES.

SEÑALES DIGITALES: Son señales que sólo varían a intervalos escalonados sin tomar valores intermedios, donde la información está codificada entre dos niveles fijos de tensión, el nivel alto o positivo se expresa con el número uno y el nivel bajo o no-positivo con el 0.

SEÑALES ANALÓGICAS: Las señales analógicas toman valores continuos, donde la información está codificada en las diferencias de amplitud y frecuencia que ésta maneja pudiendo ser periódica o no periódica.

2.2.2- MEDIOS DE TRANSMISIÓN

Los medios de transmisión es el camino físico a través del cual se propaga la señal. Pueden clasificar como guiados y no guiados.

En los medios guiados, las ondas se transmiten confinándolas a lo largo de un medio físico, tales como pares trenzados, cables coaxiales y fibras ópticas.

Los medios no guiados proporcionan una forma de transmitir las ondas electromagnéticas pero sin encauzarlas, como por ejemplo en la propagación a través del aire, el mar o el vacío.

Los medios guiados pueden ser con cable de cobre: coaxial, par trenzado, cable de datos, de fibra óptica, etc.

Los medios no guiados son, por ejemplo: las redes inalámbricas, las emisiones de radio y TV, y las transmisiones vía satélite.

2.2.3.- MEDIOS GUIADOS

CABLE COAXIAL: El cable coaxial está formado por un núcleo de cobre rodeado por un aislante, una malla metálica que hace de apantallamiento y una cubierta exterior.

El apantallamiento protege la señal transmitida contra las interferencias de señales externas indeseadas o ruidos.

El cable coaxial es más robusto frente a las interferencias y a la atenuación que el par trenzado. Su distancia máxima recomendable es de 500 m.

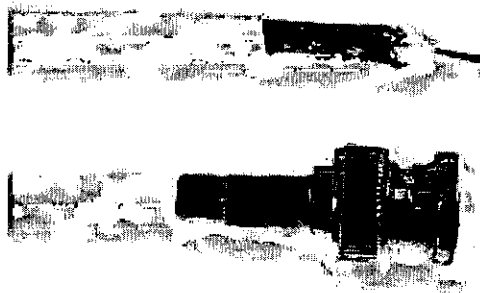


Figura 2.2
Cable coaxial

PAR TRENZADO: El cable de par trenzado más sencillo está formado por 2 conductores de cobre enrollados entre sí y con una cubierta aislante.

Hay de 2 tipos: sin apantallar (UTP) y apantallados (STP). El UTP tiene una impedancia de 100 Ω y el STP de 150 Ω . El cable STP, a diferencia del cable coaxial, la malla de apantallamiento no forma parte del circuito de datos.

El cable apantallado STP mejora la respuesta a las interferencias respecto al UTP, pero por el otro lado disminuye el ancho de banda Bw máximo a emplear.

Se recomiendan distancias máximas de 100 m.

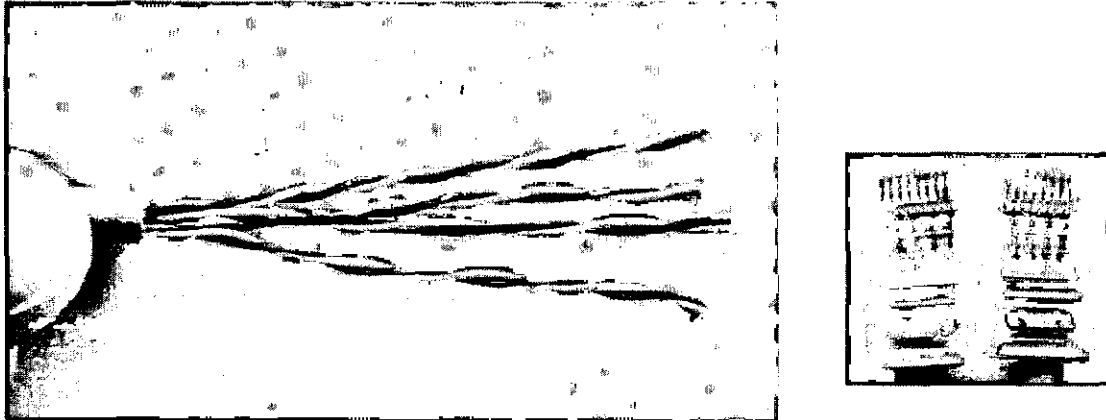


Figura 2.3
Cable par trenzado

FIBRA ÓPTICA: Los circuitos de fibra óptica son filamentos de vidrio flexibles, del espesor de un pelo. Llevan mensajes en forma de haces de luz que realmente pasan a través de ellos de un extremo a otro, donde quiera que el filamento vaya (incluyendo curvas y esquinas) sin interrupción.

Este cable consiste en un núcleo, que es la fibra óptica propiamente dicha, y un revestimiento o cladding. No solo se fabrican cables de 1 fibra, sino también agrupaciones de cables de más de 1 fibra.

En la actualidad hay de 2 tipos: monomodo y multimodo. El término multimodo indica que pueden ser guiados muchos modos o rayos luminosos cada uno de los cuales sigue un camino distinto dentro de la fibra óptica. Las fibras multimodo son las habituales y tienen un diámetro del núcleo superior a 10

micras. Su distancia máxima recomendada es de 10 km. Las fibras monomodo sólo permiten la propagación de un único modo o rayo, el cual se propaga directamente sin reflexión. Estas fibras tienen un diámetro del núcleo inferior a 10 micras. Se recomienda distancias máximas de 100 Km.

Sus ventajas son:

- Bajas pérdidas, y en consecuencia necesidad de menor número de repetidores
- Gran anchura de banda, y en consecuencia bajo coste por canal
- Resistencia a radiaciones e inmunidad a las interferencias electromagnéticas, es decir, no necesita apantallamiento
- Estable con la temperatura

Sus inconvenientes son:

- Radios de curvatura amplios
- Difícil de empalmar (conectorización y empalmes).
- Difícil de intervenir en cuanto a reparaciones.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: Equipos de onda portadora conocidos en la literatura técnica como PLC (Power Line Carrier) utilizan la línea de transmisión de energía como medio físico.

Los tipos de acoplamientos a líneas aéreas más frecuentes son:

Fase-tierra: Es un circuito en que el segundo conductor es la tierra.

Fase-fase: Entre dos conductores de la línea

Intralíneas: Consiste entre un acoplo entre una fase de una línea y una de la otra.

2.2.4.- MEDIOS NO GUIADOS

Entre los medios no guiados encontramos a los equipos inalámbricos, los cuales emplean ondas de radio en sus comunicaciones, de esta manera, se puede llevar la información de un punto a otro sin necesidad de disponer de una instalación para ello, evitando posibles obstáculos entre emisor y receptor. Las ondas de radio son normalmente referidas a portadoras de radio ya que éstas únicamente realizan la función de llevar la energía a un receptor remoto. Los datos a transmitir se superponen a la portadora (modulación) de radio y el receptor debe extraerlos de ésta (demodulación).

Las tecnologías empleadas en la transmisión en banda ancha se basan en la modulación por “esparcimiento en el espectro” (Spread Spectrum Modulation). En la figura 2.4 se muestran cuáles son las bandas de frecuencia utilizadas para transmisiones inalámbricas.

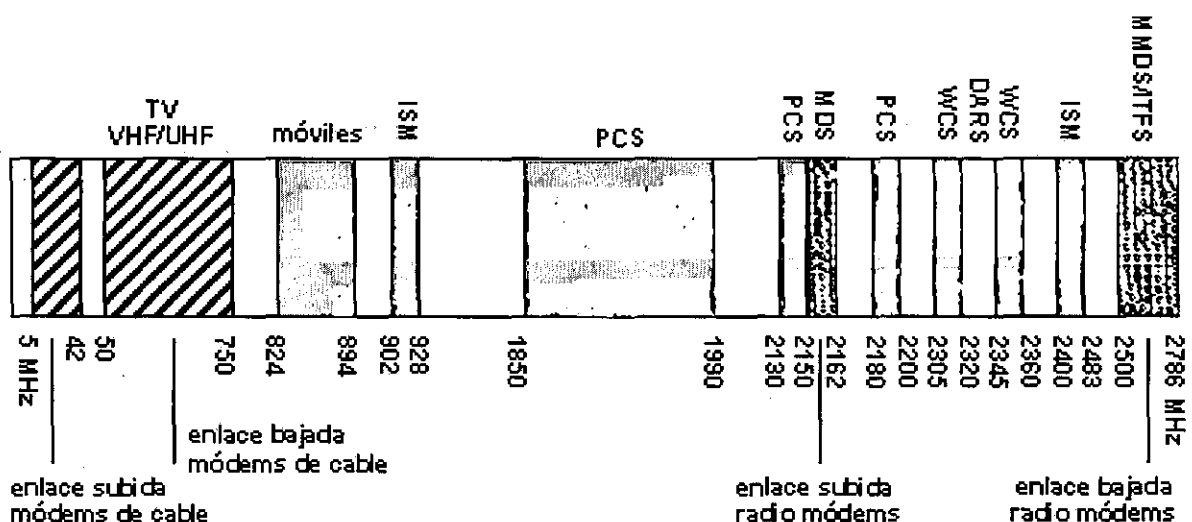


Figura 2.4
Bandas de frecuencia de sistemas inalámbricos.

2.2.5.- COMUNICACIÓN POR ESPECTRO ENSANCHADO

Spread Spectrum o “Espectro Ensanchado” consiste en diseminar la potencia de la señal en una banda ancha de frecuencias, consiguiendo ganar rendimiento en la relación señal/ruido, a costa de sacrificar ancho de banda. Con esta técnica se consiguen señales menos susceptibles al ruido eléctrico que con las modulaciones tradicionales de radio. Dado que las señales de radio comunes tienen un espectro estrecho solo interferirán en una pequeña porción de la señal “esparcida en el espectro”, obteniendo como resultado una menor interferencia y menores errores en la transmisión.

Con una potencia de salida de hasta 1 vatio. Las bandas ISM (Industry, Scientific and Medical) son:

- 902 - 928 MHz
- 2.4 - 2.4835 GHz
- 5.725 - 5.850 GHz

Existen dos tecnologías de radio - transmisión con “esparcimiento de espectro” empleadas en las transmisiones en banda ancha: FHSS (Frequency Hopping Spread Spectrum) y DSSS (Direct Sequence Spread Spectrum). Ambas se basan en distintos fundamentos por lo que una no puede interoperar con la otra.

FHSS (Frequency Hopping Spread Spectrum): Esta técnica consiste en tomar la señal de transmisión y modularla con una señal portadora que “salta” (hops) de frecuencia en frecuencia, dentro del ancho de la banda asignada, en función del tiempo. El cambio periódico de frecuencia de la portadora, reduce la interferencia producida por otra señal originada por un sistema de banda estrecha, afectando solo si ambas señales se transmiten en la misma frecuencia y en el mismo momento.

Un patrón de salto (hopping code), determina las frecuencias por las que se transmitirá y el orden de uso de estas. Para recibir correctamente la señal, el receptor debe disponer del mismo patrón de salto que el emisor y escuchar la señal en la frecuencia y momento correcto. La regulación impone a los fabricantes el uso de al menos 75 frecuencias distintas para la transmisión de un canal con un tiempo máximo de 400ms de uso por frecuencia (dwell time).

Es posible por tanto, disponer de varios equipos en empleando la misma banda de frecuencia sin que se interfieran, asumiendo que cada uno de ellos emplea un patrón de salto diferente. Dos patrones de saltos que nunca emplean la misma frecuencia se dice que son ortogonales. La imposición de al menos 75 frecuencias distintas en una banda, permite tener varios canales que no se interfieran.

- Menor coste.
- Consumo menor.
- Menor cobertura.
- Tolerante a interferencias de señales

DSSS (Direct Sequence Spread Spectrum): Esta técnica consiste en la combinación de la señal a transmitir en una secuencia de bits a mayor velocidad de transmisión. A esta secuencia se la conoce como “chipping code” o “código de troceado”, y no es más que un patrón redundante de bits asignado a cada bit a enviar, que divide la información del usuario acorde a un “ratio de esparcimiento” (Spread Ratio). Cuando se desea enviar la información, realmente se transmiten los códigos correspondientes. Por ejemplo si el bit a enviar es 1 la secuencia que se transmite es 00010011100. Si uno o más bits del patrón sufren interferencias durante la transmisión, el receptor podría reconstruir el dato enviado, gracias a la redundancia del chipping code.

A continuación se detallan algunas características de ésta técnica de modulación con respecto a FHSS:

- Coste superior.
- Consumo superior.
- Mayor velocidad de transmisión.
- Mayor cobertura.
- Menor número de canales.



2.3.- PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.

Se han desarrollado técnicas para la transmisión confiable sobre medios pobres, y es así que muchas compañías alcanzaron una ventaja competitiva respecto de sus competidoras simplemente debido al mérito técnico de sus protocolos. Estos protocolos por lo tanto tendieron a ser propietarios, y celosamente guardados.

Esto no representaba un problema al instalar el sistema, aunque sí cuando eran requeridas extensiones. Lo obvio y casi absolutamente necesario era acudir de nuevo al proveedor original. No era generalmente factible considerar el uso de un protocolo distinto, pues eran generalmente mutuamente excluyentes.

Los progresos recientes han considerado la aparición de un número apreciable de protocolos "abiertos". IEC870/5, DNP3, MODBUS son algunos de éstos.

Los mejores de estos protocolos son los multicapa completamente "encapsulados", y los sistemas SCADA que utilizan éstos pueden confiar en ellos para garantizar la salida de un mensaje y el arribo a destino. Un número de compañías ofrece los códigos fuente de estos protocolos, y otras ofrecen conjuntos de datos de prueba para testear la implementación del mismo. Por medio de estos progresos está llegando a ser factible, por lo menos a este nivel, considerar la interoperabilidad del equipamiento de diversos fabricantes.

2.3.1.- PROTOCOLO MODBUS

Los controladores programables pueden comunicar con sus homólogos y con otros dispositivos sobre una variedad de redes. El protocolo MODBUS define una estructura de mensaje que los controladores reconocerán y usarán, con independencia del tipo de redes sobre la que comuniquen. Describe el proceso que usa un controlador para pedir acceso a otro dispositivo, cómo responderá a las peticiones desde otros dispositivos y cómo se detectarán y notificarán los errores. Establece un formato común para la disposición y contenido de los campos de mensaje.

El protocolo Modbus proporciona el estándar interno que los controladores usan para el análisis de los mensajes.

Durante la comunicación sobre una red Modbus, el protocolo determina cómo cada controlador conocerá su dirección de dispositivo, reconocerá un mensaje direccionado a él, determinará el tipo de acción a tomar y extraerá cualquier dato u otra información contenida en el mensaje. Si se requiere una respuesta, el controlador construirá el mensaje respuesta y lo enviará utilizando el protocolo Modbus.

Los controladores comunican usando una técnica maestro – esclavo, en la cual sólo un dispositivo (el maestro) puede iniciar transacciones (llamadas ‘peticiones’ – ‘queries’). Los otros dispositivos (los esclavos) responden suministrando al maestro el dato solicitado, o realizando la acción solicitada en la petición. Entre los dispositivos maestros típicos se incluyen los

procesadores centrales y los paneles de programación. Esclavos típicos son los PLC's (controladores programables).

El maestro puede direccionar esclavos individualmente o puede generar un mensaje en modo difusión a todos los esclavos. Los esclavos devuelven un mensaje (llamado 'respuesta') a las peticiones que les son direccionadas individualmente. No se devuelven respuestas a peticiones en modo difusión enviadas desde el maestro.

El protocolo Modbus establece el formato para la petición del maestro, colocando en ella la dirección del dispositivo esclavo (0 en caso de 'difusión'), un código de función que define la acción solicitada, cualquier dato que haya de enviarse y un campo de comprobación de error. El mensaje de respuesta del esclavo está también definido por el protocolo Modbus. Contiene campos confirmando la acción tomada, cualquier dato que haya de devolverse y un campo de comprobación de error. Si el mensaje recibido por el esclavo es defectuoso o el esclavo es incapaz de realizar la acción solicitada, construirá un mensaje de error y lo enviará como respuesta.

El código de función en la petición indica al dispositivo esclavo direccionado el tipo de acción a realizar. Los bytes de datos contienen cualquier información adicional que el esclavo necesitará para llevar a cabo la función. Por ejemplo el código de función 03 pedirá al esclavo que lea registros mantenidos (holding regs.) y responda con sus contenidos. El campo de datos debe contener la información que indique al esclavo en qué registro debe comenzar y cuántos ha de leer. El campo de comprobación de error proporciona un

método para que el esclavo valide la integridad del contenido del mensaje recibido.

Si el esclavo elabora una respuesta normal, el código de función contenido en la respuesta es una réplica del código de función enviado en la petición. Los bytes de datos contienen los datos recolectados por el esclavo, tales como valores de registros o estados. Si ocurre un error, el código de función contenido en la respuesta es diferente al código de función enviado en la petición, para indicar que la respuesta es una respuesta de error y los bytes de datos contienen un código que describe el error. El campo de comprobación de error permite al maestro confirmar que los contenidos del mensaje son válidos.

En conclusión el protocolo modbus fue desarrollado para el mundo del PLC, y fue definido para el uso de las conexiones por cable. Aunque los proyectos procuran con frecuencia utilizar Modbus sobre radio, éste está trayendo problemas, fundamentalmente con los temporizadores. En cualquier caso, Modbus es incompleto como un protocolo para SCADA, y existen alternativas mejores tales como DNP3.

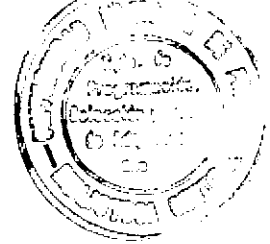
2.3.2.- PROTOCOLO DNP3

El desarrollo de DNP3 fue un esfuerzo comprensivo de alcanzar interoperabilidad abierta estándar entre las computadoras de la subestación, RTUs, IEDs (dispositivos electrónicos inteligentes) y las estaciones principales para la industria de la compañía de electricidad.

Fue creado originalmente por Westronic, Inc. (ahora GE Harris) en 1990. En 1993, el set de documentos de especificación del protocolo "DNP 3,0 Basic 4" cobró dominio público. La propiedad del protocolo fue entregada al DNP Users Group. Desde entonces, el protocolo ha ganado aceptación mundial, incluyendo la formación de grupos de usuarios en China, América latina, y Australia.

DNP 3,0 es un protocolo SCADA moderno, abierto, inteligente, robusto y eficiente. Entre otras cosas, puede:

- solicitar y responder con múltiples tipos de dato en un solo mensaje,
- segmentar mensajes en múltiples frames para asegurar excelente detección y recuperación de errores,
- incluir en respuesta sólo datos cambiados,
- asignar prioridad a los ítems de datos y solicitarlos periódicamente basado en su prioridad,
- responder sin solicitud previa,
- utilizar sincronización de tiempo y con un formato estándar,



- permitir múltiples operaciones punto a punto y al Master, y
- permitir objetos definibles por el usuario incluyendo transferencia de archivos.

ARQUITECTURA EN CAPAS: DNP 3,0 es un protocolo "encapado". Aún así, en lugar de asemejarse al protocolo de 7 capas de la OSI (Open System Interconnection - interconexión de sistemas abiertos), DNP 3,0 adhiere a un estándar simplificado de 3 capas propuesto por el IEC (International Electrotechnical Commission - Comisión internacional de Electrotecnia) para implementaciones más básicas. (sin embargo, DNP 3,0 agrega una cuarta capa, una capa de pseudo-transporte que permite la segmentación del mensaje).

a) **Capa Física:** La capa física se refiere sobre todo a los medios físicos sobre los cuales se está comunicando el protocolo. Por ejemplo, maneja el estado del medio (limpio u ocupado), y la sincronización a través del medio (iniciando y parando). Más comúnmente, DNP se especifica sobre una capa física serial simple tal como RS-232 o RS-485 usando medios físicos tales como fibra, radio o satélite. Los proyectos se orientan actualmente para implementar DNP sobre una capa física como Ethernet.

b) **Capa de Transmisión De Datos:** La capa de transmisión de datos maneja la conexión lógica entre el remitente y el receptor de la información y pone a

prueba las características de error del canal físico. DNP logra esto comenzando cada frame de transmisión de datos con una cabecera, e insertando un CRC de 16 bits cada 16 bytes del frame. Un frame es una porción de un mensaje completo comunicado sobre la capa física. La medida máxima de un frame de transmisión de datos es 256 bytes. Cada frame tiene una dirección fuente de 16 bits y una dirección de destino también de 16 bits, las que pueden ser una dirección de difusión o broadcast (0xffff). La información del direccionamiento, junto con un código de inicio de 16 bits, la longitud del frame, y un byte de control de transmisión de datos se hallan en la cabecera (10 bytes) de transmisión de datos.

El byte de control de transmisión de datos indica el propósito del frame de transmisión de datos, y el estado de la conexión lógica. Los valores posibles del byte de control de transmisión de datos son: ACK, NACK, la conexión necesita resetear, la conexión ha sido reseteada, confirmación de solicitud de transmisión de datos del frame, solicitud de estado de conexión, y contestación de estado de conexión. Cuando se solicita una confirmación de transmisión de datos, el receptor debe responder con un frame ACK de transmisión de datos si el mismo es recibido y pasa los controles del CRC. Si una confirmación de la transmisión de datos no se solicita, no se requiere ninguna respuesta de la transmisión de datos.

c) Capa de Pseudo-Transporte: La capa de pseudo-transporte divide mensajes de la capa de aplicación en múltiples frames de transmisión de datos. Para cada frame, inserta un código de función de 1 byte que indica si el frame de transmisión de datos es el primer frame del mensaje, el último frame del mensaje, o ambos (para mensajes singles). El código de función también incluye un número de secuencia del frame que se incrementa con cada uno y permite que la capa de transporte recipiente detecte frames perdidos.

d) Capa de Aplicación: La capa de aplicación responde a mensajes completos recibidos (y arribados de la capa de transporte), y construye los mensajes basados en la necesidad o la disponibilidad de los datos del usuario. Una vez que se construyan los mensajes, se pasan a la capa de pseudo-transporte donde se dividen en segmentos y se pasan a la capa de transmisión de datos y eventualmente comunicados sobre la capa física.

Cuando los datos a transmitir son demasiado grandes para un solo mensaje de la capa de aplicación, se pueden construir mensajes múltiples de la capa de aplicación y transmitirlos secuencialmente. Sin embargo, cada mensaje es un mensaje independiente de la capa de aplicación; existe una indicación de su asociación con el siguiente, en todos excepto en el último. Debido a esta posible fragmentación de los datos de aplicación, cada mensaje es referido como un fragmento, y un mensaje por ende puede ser un mensaje de un solo fragmento o un mensaje de múltiples fragmentos.

Los fragmentos de la capa de aplicación de las estaciones Master de DNP son típicamente solicitudes de operaciones sobre objetos de datos, y los fragmentos de la capa de aplicación de estaciones esclavas de DNP son típicamente respuestas a esas peticiones. Una estación esclava DNP puede también transmitir un mensaje sin una petición (una respuesta no solicitada).

Como en la capa de transmisión de datos, los fragmentos de la capa de aplicación se pueden enviar con una solicitud de confirmación. Una confirmación de la capa de aplicación indica que un mensaje no sólo ha sido recibido, sino también analizado sin error. (por otra parte, una confirmación de la capa de transmisión de datos, o ACK, indica solamente que se ha recibido el frame de la transmisión de datos y que pasó los controles de error del CRC.)

Cada fragmento de la capa de aplicación comienza con una cabecera seguida por una o más combinaciones de objetos de datos y objetos cabecera. La cabecera de la capa de aplicación contiene un código de control de la aplicación y un código de función de la aplicación. El código de control de la aplicación contiene una indicación de si el fragmento es parte de un mensaje multi-fragmento, una indicación de si una confirmación de la capa de aplicación es requerida por el fragmento, una indicación de si el fragmento fue no solicitado, y contiene un número de secuencia de la capa de aplicación. Este número de secuencia de la capa de aplicación permite que la capa de aplicación receptora detecte los fragmentos que están fuera de secuencia, o los fragmentos perdidos.

El código de función de cabecera de la capa de aplicación indica el propósito, o la operación solicitada, del mensaje. A la par que DNP 3,0 permite múltiples tipos de datos dentro de un único mensaje, permite una única operación sobre los tipos de datos dentro del mismo. Algunos ejemplos de códigos de función son: Confirmar (para las confirmaciones de la capa de aplicación), leer y escribir, seleccionar y operar, congelar y limpiar (para los contadores), reiniciar, permitir e invalidar mensajes no solicitados, y asignar la clase (discutida abajo). El código de función de cabecera de la capa de aplicación se aplica a todas las cabeceras del objeto, y por lo tanto a todos los datos dentro del fragmento del mensaje.

ORGANIZACIÓN DE LA BASE DE DATOS: En DNP, los datos se ordenan en tipos de datos. Cada tipo de datos es un grupo objeto, incluyendo:

entradas de información binaria (valores de un solo bit sólo lectura), salidas binarias (valores de un solo bit cuyo estado puede ser leído, o que puede ser pulsado o trabado directamente o a través de operaciones tipo SBO),

- entradas de información analógicas (valores múltiple-dígito sólo lectura).
- salida analógica (valor múltiple-dígito cuyo estado puede ser leído, o que puede ser controlado directamente o a través de operaciones tipo SBO),
- contadores,

- hora y fecha,
- objetos de transferencia de archivos, etc.

Para cada grupo de objetos, o tipo de datos, existen uno o más puntos de referencia. Un punto de referencia es un único valor del tipo especificado por su grupo de objeto.

También dentro de cada grupo de objeto, existen variaciones. Una variación del grupo de objeto se utiliza típicamente para indicar un método diferente de especificar datos dentro del grupo de objeto. Por ejemplo, las variaciones de entradas de información analógicas permiten la transferencia de los datos como valores enteros con signo de 16 bits, de 32 bits, o como valores de 32-bit con coma flotante.

Según lo descrito arriba, un mensaje de la capa de aplicación puede contener múltiples cabeceras del objeto. Una cabecera del objeto especifica un grupo de objeto, una variación del grupo de objeto, y un rango de puntos dentro de esa variación del grupo de objeto. Algunos códigos de función de la cabecera de la capa de aplicación indican que a cada cabecera del objeto siguen los datos del mismo; otros códigos de función indican que no hay datos del objeto en el mensaje - en su lugar, múltiples cabeceras del objeto, si existen, siguen contiguamente a cada una de las otras. Por ejemplo, un fragmento leído del mensaje de solicitud contiene solamente las cabeceras del objeto que describen los grupos de objeto, las variaciones, y los rangos de puntos que se

solicitan leer y responder; un fragmento leído del mensaje de respuesta contiene cabeceras del objeto y los datos del objeto solicitado.

2.4.- SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS.

La legislación del sector eléctrico ha incrementado la demanda de eficiencias a todo nivel de operación, desde la planificación de fluctuaciones en la demanda a variaciones de la carga en redes que cubren varios de kilómetros.

2.4.1.- SCADA

SCADA es un acrónimo por Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, control y adquisición de datos). Los sistemas SCADA utilizan la computadora y tecnologías de comunicación para automatizar el monitoreo y control de procesos industriales. Estos sistemas son partes integrales de la mayoría de los ambientes industriales complejos o muy geográficamente dispersos ya que pueden recoger la información de una gran cantidad de fuentes muy rápidamente, y la presentan a un operador en una forma amigable. Los sistemas SCADA mejoran la eficacia del proceso de monitoreo y control proporcionando la información oportuna para poder tomar decisiones operacionales apropiadas.

La adquisición de datos es lograda en primer lugar por los RTU's (Unidad de Transmisión Remota) que exploran las entradas de información de campo conectadas con ellos (pueden también ser usados PLC's - Programmable Logic Controllers). Esto se hace generalmente a intervalos muy cortos. El

centro de control entonces explorará los RTU's. Los datos se procesarán para detectar condiciones de alarma, y si una alarma estuviera presente, sería catalogada y visualizada en listas especiales de alarmas.

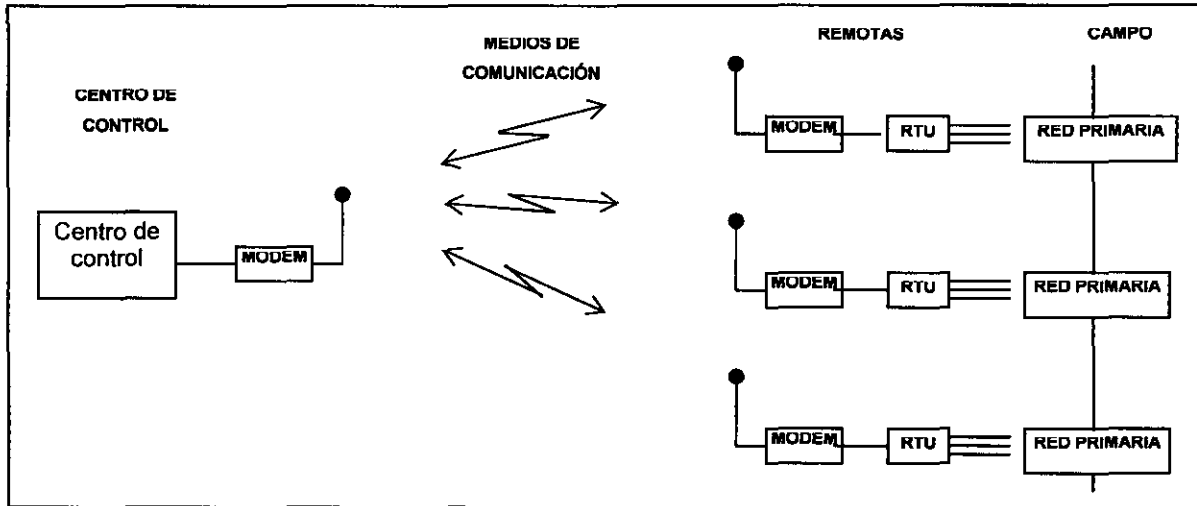


Figura 2.5
Comunicación del Scada

Los datos pueden ser de tres tipos principales:

- Datos analógicos (por ejemplo niveles de tensión) que quizás sean presentados en gráficos.
- Datos digitales (on/off) que pueden tener alarmas asociadas a un estado o al otro.
- Datos de pulsos (por ejemplo conteo de revoluciones de un medidor) que serán normalmente contabilizados o acumulados.

2.4.2.- CENTRO DE CONTROL.

La parte más visible de un sistema SCADA es el centro de control o MTU (Master Terminal Unit). Éste es el "centro neurálgico" del sistema, y es el componente del cual el personal de operaciones se valdrá para ver la mayoría del sistema. Una MTU a veces se llama HMI -Human Machine Interface, interfaz ser hombre-máquina.

Las funciones principales de un centro de control de SCADA son:

- Adquisición de datos. Recolección de datos de los RTU's.
- Trending. Salvar los datos en una base de datos, y ponerlos a disposición de los operadores en forma de gráficos.
- Procesamiento de Alarmas. Analizar los datos recogidos de los RTU's para ver si han ocurrido condiciones anormales, y alertar a personal de operaciones sobre las mismas.
- Control. Control a Lazo Cerrado, e iniciados por operador.
- Visualizaciones. Gráficos del equipamiento actualizado para reflejar datos del campo.
- Informes. La mayoría de los sistemas SCADA tienen un ordenador dedicado a la producción de reportes conectado en red (LAN o similar) con el principal.
- Seguridad. Control de acceso a los distintos componentes del sistema.

- Administración de la Base de datos. Agregar nuevas estaciones, puntos, gráficos, puntos de cambio de alarmas, y en general, reconfigurar el sistema.

2.4.3.- UNIDAD DE TRANSMISIÓN REMOTA. RTU'S

Un RTU es una pequeña y robusta computadora que proporciona inteligencia en el campo para permitir que el centro de control se comuniquen con los instrumentos. Es una unidad independiente de adquisición y control de datos. Su función es controlar el equipamiento de proceso en el sitio remoto, adquirir datos del mismo, y transferirlos al sistema central SCADA.

Hay dos tipos básicos de RTU's- "single boards" (de un solo módulo), compactos, que contienen todas las entradas de datos en una sola tarjeta, y "modulares" que tienen un módulo CPU separado, y pueden tener otros módulos agregados, normalmente enchufándolos en una placa común.

El hardware de un RTU tiene los siguientes componentes principales:

- CPU y memoria volátil (RAM).
- Memoria no volátil para grabar programas y datos.
- Capacidad de comunicaciones a través de puertos seriales o a veces con módem incorporado.
- Fuente de alimentación segura (con salvaguardia de batería).

- Watchdog timer (que asegure reiniciar el RTU si algo falla).
- Protección eléctrica contra fluctuaciones en la tensión.
- Interfaces de entrada-salida a DI/DO/AI/AO's.
- Reloj de tiempo real.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DEL PROCESO ACTUAL.

El proceso de distribución de energía eléctrica en media tensión en la ciudad de Piura es realizado por la empresa Electronoroeste, a continuación describiremos su estructura, características y elementos de dicha red.

3.1. ESTRUCTURA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Debido a las características de la configuración de las redes, se suele utilizar la nomenclatura de aguas arriba del alimentador o aguas abajo y hace referencia al flujo de energía que circula por la red. Aguas arriba significa en dirección a la cabecera del alimentador principal, es decir yendo en contracorriente del flujo de energía. Aguas abajo significa alejándose de la cabecera del alimentador, es decir siguiendo el flujo de energía.

3.1.1.- SISTEMA RADIAL Y ARBORESCENTE

Sistema Radial:

Existirá entre el usuario y la fuente de energía o alimentación sólo un camino a través de un cable, dicho cable recorre varias cargas sucesivamente.

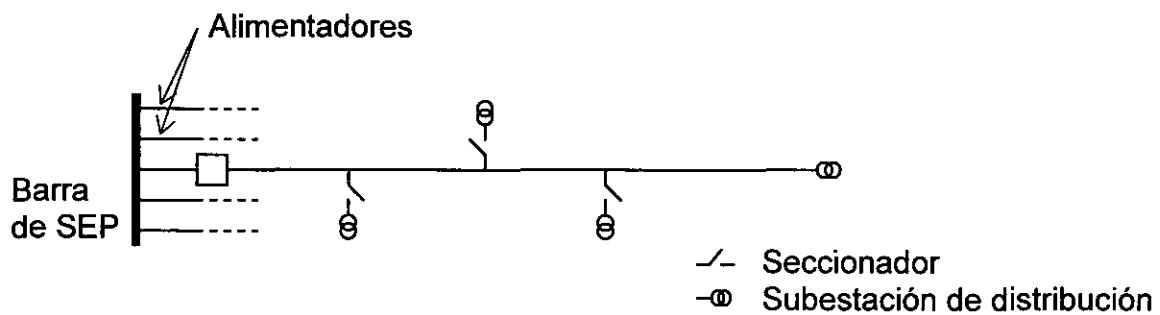


Figura 3.1
Sistema Radial

Sistema Arborescente:

El cable nace troncal en el centro de alimentación, y se subdivide en ramas y más ramas, llegando hasta las cargas (hojas). La carga que pasa por una rama cualquiera se considera la suma de todas las cargas comprendidas entre esa rama y las hojas. Así se puede determinar la corriente en la rama además se puede determinar también la caída de tensión en la rama.

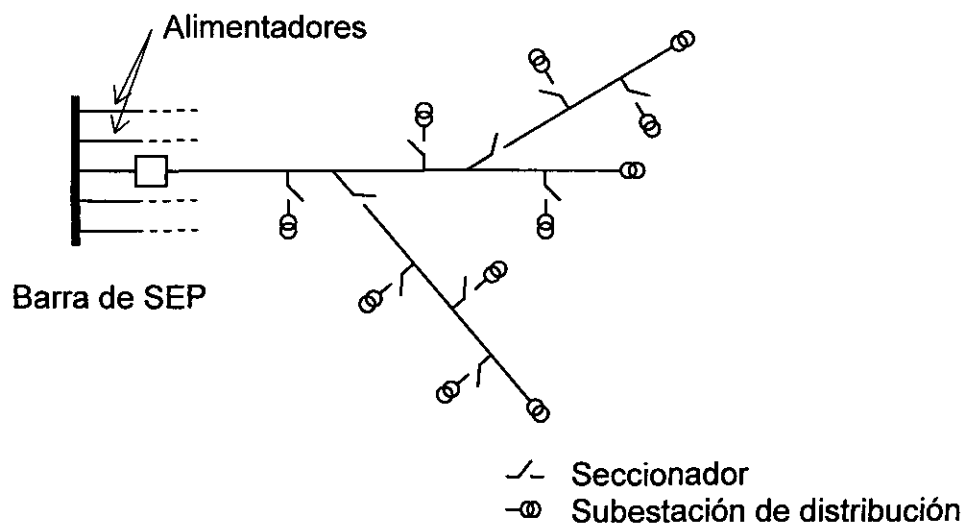


Figura 3.2
Sistema Arborescente

3.1.2.- SISTEMA MALLADO:

Cuentan con puntos de conexión que durante la operación normal del sistema están abiertos. Estas conexiones pueden ser con otra rama del mismo alimentador, con otro alimentador de la misma subestación de potencia o, en algunos casos, con un alimentador de otra subestación de potencia. La utilidad de estas conexiones normalmente abierta es tener la posibilidad de reconfigurar el o los alimentadores.

Se considera que las redes de distribución tienen una configuración estable de explotación, donde únicamente hay re-configuraciones en caso de emergencia como puede ser una falta, una sobrecarga, etc. Si existen equipos de seccionamientos instalados en el alimentador, en algunos casos se puede aislar la falla, y alimentar algunas demandas interrumpidas a través de conexiones normalmente abiertas. Por ello, estas conexiones normalmente abiertas se denominan alimentaciones alternativas, llamándose alimentación principal a la cabecera del alimentador.

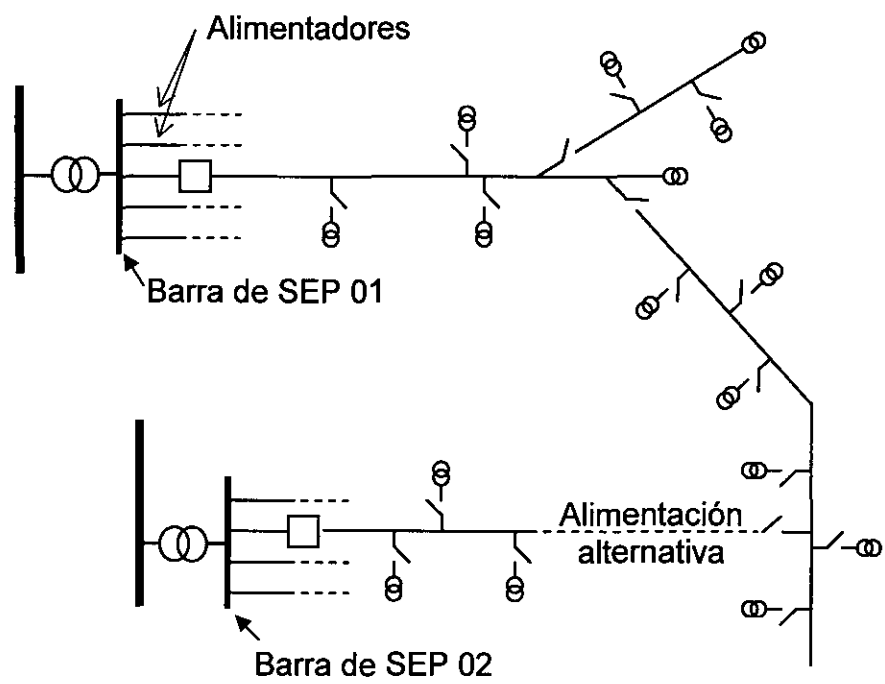


Figura 3.3
Sistema mallado

3.2. REDES DE DISTRIBUCIÓN EN LA CIUDAD DE PIURA

3.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA RED

El sistema eléctrico en la ciudad de Piura se encuentra acoplado con el resto del país mediante el Sistema Interconectado Nacional, el cual provee la mayor parte de la energía consumida en nuestra región.

Entre los principales Centrales Hidroeléctricas de nuestra región tenemos:

- C.H. Poechos 27 MW
- C.H. Curumuy 12 MW

Entre los principales Centrales Térmicas de nuestra región tenemos:

- C.T. Tumbes 16.32 MW
- C.T. Nueva Tumbes 18.68 MW
- C.T. Malacas 155.3 MW

Dentro de la ciudad de Piura contamos con tres Subestaciones de Transformación de Energía Eléctrica de alta tensión a media tensión, las cuales están ubicadas en la parte Oeste la ciudad, en el distrito de Castilla y en el centro de la ciudad. De dichas subestaciones surgen las redes en media tensión que recorren la ciudad.

3.2.2. SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

En nuestra región existe un total de 22 subestaciones de transformación las que listamos a continuación:

SE de transformación en Piura:

- SE Máncora: Talara
- SE El Alto: Talara
- SE Malacas: Talara
- SE Talara: Talara
- SE El Arenal: Paita
- SE Sullana: Sullana
- SE Chulucanas: Piura
- SE Tierra Colorada: Paita
- SE Morropon: Morropon
- SE Paita: Paita
- SE El tablazo: Paita
- SE Piura Oeste: Piura
- SE Piuracentro: Piura
- SE Castilla: Piura
- SE Huancabamba: Huancabamba
- SE La Union: Piura

- SE Sechura: Sechura
- SE Constante: Sechura

Tumbes

- SE Zarumilla: Zarumilla
- SE Puerto Pizarro:
- SE San pedro de los Incas:
- SE Zorritos: Contralmirante Villar,

El proyecto implica directamente a tres de las SE de la ciudad de Piura, las cuales son:

SE PIURA CENTRO

Nivel de transformación: 60/10 kv
 Cantidad de Alimentadores: 12 alimentadores

SE CASTILLA

Nivel de transformación: 60/10 kv
 Cantidad de Alimentadores: 4 alimentadores

SE PIURA OESTE (COSCOMBA)

Nivel de transformación: 60/10 kv
 Cantidad de Alimentadores: 2 alimentadores



3.2.3. ALIMENTADORES

La Subestación Piura Centro, cuenta en la actualidad con 12 alimentadores distribuidos por la ciudad de Piura o reserva.

Los sectores afectos de cada alimentador se describen a continuación:

Alimentador 01: Recorre las zonas de: Urbanización Angamos 1era. y 2da. Etapa, El Chipe, San Felipe, Santa Isabel, Santa María del Pinar, Los Cocos, San Eduardo, Vicús, Los Geranios, Urbanización Miraflores I y II Etapa, UDEP.

Alimentador 02: Recorre las zonas de: Mercado Central, Sucursal Caja Municipal de Piura, Sucursal Banco de Crédito, Urbanizaciones Grau, Clark y 4 de Enero, Residencial Grau, Hospital Jorge Reátegui, Residencial FAP, Pozo de Agua Parque Infantil, Centro de Piura, Bancos Interbank, de Crédito, de Trabajo, Financiero y Central de Reserva., América Televisión, Diario El Tiempo, Clínicas San Miguel y Belén.

Alimentador 03: Recorre las zonas de: Mercados de Pescado y Telas, Barrio Pachitea, Centro de Piura, Edificio Petroperú, Banco Financiero.

Alimentador 04: Recorre las zonas de San Ramón, Zona Industrial Mz. 222, 228, 221, 225; Urb. Santa. Ana; Av. Grau (Europa S.A.); Urbanización Buenos aires; Los Titanes (Teatro Vegas C.) Av. Bolognesi, Calle Libertad-Plaza de Armas.

Alimentador 05: Recorre las zonas de: Urbanización San José; Urb. Bancarios; Urb. Piura IV; Urbanización El Chilcal.

Alimentador 06: Recorre las zonas de Catacaos, Caserío Simbilá, AA.HH. Nuevo Catacaos, Cutivalú, Caserío Viduque, Fábrica de hielo Castro, Grifo Tallan, AA.HH. Pozo de los Ramos, Enace, AA.HH Josefina Ramos de Cox, Estación de Servicios Hermanos Sandoval.

Alimentador 07: Alicorp S.A. / Planta y servicios administrativos.

Alimentador 08: Recorre las zonas de: Urb. San Ramón, Ignacio Merino, Bello Horizonte, Bancarios, Los Algarrobos, 28 de Julio, 21 de Agosto, Los Jardines, AVIFAP, Las Magnolias, Los Educadores, Los Rosales, Los Jazmines, Mariscal Tito, La Alborada, Zona Industrial Nueva Piura, AA.HH. 04 de Octubre, Manuel Seoane, Néstor Martos, Juan Valer y alrededores, carretera a Sullana y Programa Master UDEP.

Alimentador 09: Recorre las zonas de: Zona Industrial, Fábrica de Hielo Real, Envases Piura, Molino Rosas, AA.HH Ignacio Merino, Coscomba, López Albújar, Jorge Chávez, Ricardo Jaúregui, Fátima, Consuelo de Velasco, Túpac Amaru, Santa Julia, Nueva Esperanza, 31 de Enero y Urb. San José.

Alimentador 10: Recorre las zonas de: Urbanizaciones San Ramón y San Bernardo, AA.HH. San Pedro, José María Arguedas, Jorge Basadre, José M. Escrivá, Manuel Escorza, J. Inclán, José Olaya, Víctor Raúl, Laguna Azul, Los Titanes, 18 de Mayo, Almirante M. Grau, Las Palmeras, Quinta Julia, 5 de Septiembre, Cámaras de Bombeo Piura, Bolognesi, Pozos de Agua San Pedro, Alm. Miguel Grau.

3.2.4. SECCIONADORES

La ciudad de Piura cuenta con 253 seccionadores distribuidos en los alimentadores de las tres subestaciones de distribución de la Unidad de Negocios Piura. Cada seccionador cumple dos tipos de funciones: la función de enlace y la función de protección y seccionamiento.

Para el caso de Piura se cuenta con 235 seccionamientos con función de protección y seccionamiento; y 18 con la función de enlace.

3.3. METODOLOGÍA DEL CONTROL DE INTERRUPCIONES.

Una red correctamente diseñada y operada debe satisfacer los siguientes requerimientos: Cuantitativamente, debe entregar las magnitudes de potencia y energía definidas mediante leyes, acuerdos o contratos celebrados. Cualitativamente, debe entregar la energía sujeta a limitaciones en cuanto a las variaciones de tensión y frecuencia dentro de límites permisibles. Además la red debe ofrecer a los usuarios niveles de continuidad y confiabilidad dentro de límites permisibles.

Los requerimientos anteriores se satisfacen como sigue:

Cuantitativo, depende de un adecuado y oportuno planeamiento y diseño de la red eléctrica.

Cualitativo en cuanto a tensión y frecuencia, depende de una adecuada operación de la red.

Los niveles de continuidad y confiabilidad, en cambio dependen fundamentalmente de la topología que adopte la red y que es producto de la política que al respecto define la empresa.

3.3.1. MANIOBRAS EN LA RED ELÉCTRICA

En la red eléctrica es necesario ejecutar maniobras, variar su configuración, su topología. El aparato sometido a estos requerimientos debe ser capaz de soportar la condición previa a la maniobra, asegurar el aislamiento de la carga, luego establecer la corriente normal o cuando la falla existe, la corriente de falla.

Si ocurre falla, algún aparato deberá encargarse de la interrupción, ser adecuado para ello, soportando los fenómenos que suceden inmediatamente. Ciertas maniobras se ejecutan sin establecer o interrumpir corriente, se las llama maniobras de seccionamiento, para distinguirlas de las de interrupción.

Seccionamientos: El aparato que cumple esta función se llama seccionador, y se trata de un aparato electromecánico cuya función es estando abierto soportar la aislamiento entre dos partes del circuito, en cualquier condición mantener la aislamiento hacia masa, y estando cerrado conducir corrientes normales permanentemente, y sobrecargas y cortocircuitos por tiempos establecidos.

Interrupción: El interruptor suma a las características antes enumeradas la capacidad de interrumpir corrientes de cualquier tipo y valor hasta las corrientes de cortocircuito máximas, y por cierto establecer estas corrientes.

Lógicamente la duración de los contactos, del medio aislante, de las cámaras que contienen los fenómenos que se producen limitan la cantidad de maniobras que pueden hacerse en distintas condiciones, sin mantenimiento (se produce desgaste de los contactos, de las cámaras, del medio de interrupción).

Cada tipo de interrupción presenta características que pueden ser distintas, y que además dependen del principio de funcionamiento del interruptor.

Los aparatos que no pueden llegar a interrumpir cortocircuitos no son interruptores, se los llama interruptores de maniobra, y cuando cumplen ciertas condiciones (de aislamiento) seccionadores bajo carga.

Si comparamos las características de aislamiento que fijan las normas para interruptores y seccionadores, notaremos diferencias en el aislamiento entre contactos abiertos, en alta tensión en particular el interruptor siempre se encuentra asociado a seccionadores por lo que la función de seguridad de la aislamiento se ha asignado a estos últimos.

Los interruptores tienen dos posiciones estables en las que pueden encontrarse, abiertos, o cerrados, y tienen una duración mecánica en cuanto a maniobras que pueden hacer, esta duración en comparación con otros aparatos parece limitada.

3.3.2. DISPOSITIVOS DE CONTROL Y MANIOBRA.

Los Dispositivos de control y maniobra, dentro de un sistema eléctrico, son elementos por los cuales circula corriente, pero que relativamente no consume energía eléctrica en cantidad apreciable (interruptores, controles, etc.).

Aparamenta: (Dispositivos de control y maniobra) Término general que se aplica a los dispositivos de maniobra y su combinación con equipos afines de control, medición, protección y regulación, así como los conjuntos de dichos dispositivos y equipos con interconexiones, accesorios, envolturas y estructuras de soporte afines.

Las normas IEC (internacionales) se han ocupado de establecer definiciones que permiten encuadrar los distintos aparatos permitiendo su utilización correcta.

Interruptor: Es un aparato mecánico de conexión, que tiene dos posiciones de reposo, capaz de establecer, soportar, e interrumpir corrientes en condiciones normales de circuito, así como en condiciones predeterminadas establecer, soportar por un lapso definido, e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas de circuito tales como las de cortocircuito.

La primera característica del interruptor es su tensión nominal:

- Baja tensión
- Media tensión
- Alta tensión
- Muy Alta tensión

En media tensión los aparatos pueden utilizarse en unas pocas tensiones nominales, las medias tensiones utilizadas en nuestro país 10, 13.2, 13.8, 22.9, 33 kV utilizan aparatos de tensiones nominales que dependen del país de origen del aparato (o de su licencia de fabricación) por ejemplo aparatos de origen europeo de tensión nominal 17.5 kV se utilizan para las tensiones nominales de 10 hasta 13.8 kV, lamentablemente entonces no se pueden aprovechar al máximo.

Asociada a la tensión nominal, se presentan las características de aislamiento, tensión de ensayo a frecuencia industrial, tensión de ensayo a impulso.

La otra característica es la corriente nominal, En media tensión los fabricantes han reducido las opciones que ofrecen, 800 A, 1250, 1600, 2500, en general solo 2 de estos valores, y es difícil encontrar aparatos de corriente nominal elevada.

El otro tema es la corriente de interrupción, En media y alta tensión esta característica es 20 kA, 40, 63.

Seccionador: Es un aparato utilizado para abrir o cerrar un circuito con una corriente despreciable (como ser corriente capacitiva de barras, conexiones, longitudes muy cortas de cables, corriente de transformadores de tensión y divisores capacitivos) ó bien con un cambio insignificante de tensión entre sus terminales.

El seccionador cumple con dos funciones en la red de distribución eléctrica, las cuales son:

Seccionamiento y Protección: se da cuando se ubican dentro de una troncal o en el transcurso de la energía y su funcionamiento es normalmente cerrado hasta la ocurrencia de una falla.

Enlace: están ubicados entre dos alimentadores de una misma subestación y de diferentes subestaciones o entre dos derivaciones de un mismo alimentador, y su función es contar con una alimentación alternativa durante la ocurrencia de una falla en el tramo posterior.

CAPÍTULO IV

DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL.

El diseño del sistema de control está dirigido a la implementación de equipos y procesos en la red de distribución de energía eléctrica en media tensión de la ciudad de Piura, que disminuyan los tiempos de interrupción del servicio por fallas permanentes, con el fin de cumplir con los requerimientos de Calidad del Servicio en la empresa Electronoroeste.

4.1.- FUNCIONALIDADES

Mediante la aplicación de sistemas de control y supervisión lograremos que la empresa Electronoroeste tenga conocimiento de la ubicación de fallas en la red de distribución, mediante la observación del sistema, dando esta información al operador de manera inmediata, aprovechando la información disponible respecto a la topología del sistema eléctrico en la ciudad de Piura, que incluye la ubicación de protecciones, subestaciones, clientes, etc; y otras fuentes de información disponibles en la empresa.

De los 250 seccionamientos ubicados en la ciudad de Piura, se ha planteado el control de 17, los de mayor importancia, aquellos que cumplen la función de enlace entre dos alimentadores o recierre en caso de fallas transitorias. Estos seccionamientos tienen alta frecuencia de uso durante fallas y su rápido control es un requisito indispensable.

El proyecto se dirige al control de las distintas variables presentadas en el trabajo de los seccionamientos. Dentro de estos equipos es posible controlar la “apertura” y “cierre”, así como verificar el estado “abierto” o “cerrado”; para algunos casos se presentará también el estado “a tierra”.

Se obtendrá la información de las magnitudes de las tensiones de línea y tensiones por fase, también se obtendrá las magnitudes de las corrientes,

potencia activa, potencia reactiva y frecuencia. Toda esta información será enviada al Centro de Control, con una determinada frecuencia de envío, configurada en cada RTU (Remote Terminal Units).

La información será enviada desde el seccionamiento a cada RTU mediante el uso de radio MODEM espectro ensanchado, los cuales trabajan en la banda de frecuencia 902 a 928 MHz., cada seccionamiento con su respectivo radio MODEM formarán una “Estación Esclava”, teniendo una dirección específica respecto a una “Estación Maestra”, la cual estará formada por un radio MODEM espectro ensanchado maestro y una RTU. En el caso del control de la red de distribución de la empresa Electronoroeste en la ciudad de Piura ubicaremos dos Estaciones Maestras en las subestaciones CASTILLA y PICENTRO, Las cuales tendrán a su cargo el total de 17 seccionamientos telecontrolados.

4.2.- INDICES PARA LA SELECCIÓN DE SECCIONADORES A AUTOMATIZAR

Se han mencionado los beneficios técnicos de la aplicación de los seccionadores telecomandados, que son en si mismos, suficiente razón para tomarlos en cuenta en la modernización de la red de distribución de energía eléctrica. Ahora nace la siguiente pregunta: ¿Dichos beneficios son iguales para todos los puntos de seccionamiento de la red de distribución eléctrica de la ciudad de Piura? ¿Qué características del seccionamiento se deben tomar para decidir automatizarlos?

Las características que son tomadas en cuenta para la automatización se les han denominado como los Índices de selección, los cuales tienen por característica producir un ahorro de recursos de forma directa o indirecta sobre la empresa.

Estos índices se expresan en un número entero, donde cero representa el índice mas bajo, y diez representa el índice más alto. Cada índice tiene también un grado de importancia con respecto a los otros, por lo que se ha pensado limitarlos de manera individual.

A continuación se describen los índices de selección:

4.2.1.- Frecuencia de operación.

Este índice expresa la cantidad de operaciones que posee un seccionamiento en un semestre lo cual expresa de manera directa la cantidad de recursos humanos y materiales utilizados durante el uso del seccionamiento, entre los recursos podemos mencionar los siguientes:

El tiempo utilizado por el Técnico eléctrico durante la maniobra

El tiempo utilizado por el chofer de la movilidad durante la maniobra

El tiempo utilizado por el Ingeniero supervisor durante la maniobra.

Los recursos de comunicación empleados (radio, celular, etc)

El tiempo de uso de la movilidad para el traslado a sitio.

El material consumido durante la operación, como fusibles, etc.

El tiempo de uso de las herramientas eléctricas durante la operación.

Logística, administración, etc.

El valor que puede tomar este índice está entre cero y diez, considerando que cero muestra que el seccionamiento no ha sido utilizado y diez representa que el seccionamiento ha sido utilizado con alta frecuencia.

4.2.2.- Cantidad de Carga Controlada

Expresa la cantidad de energía que pasa por el seccionamiento y que queda interrumpida cuando éste falla, al contar con un control del seccionamiento

manual, la empresa deja de ganar con la energía no suministrada durante un corte por falla, debido a que no se está vendiendo durante dicho lapso, lo cual se mejoraría notoriamente si se aplicara el telecontrol al seccionamiento. Dicha mejora es directamente proporcional a la cantidad de energía controlada.

El valor que puede tomar este índice está entre cero y ocho, considerando que cero muestra que el seccionamiento no posee carga y ocho representa que el seccionamiento posee un control importante de carga aguas abajo.

4.2.3.- Importancia de Clientes

Este índice expresa el nivel de compromiso que tiene la empresa para mantener el suministro a los clientes que están dentro de la zona de control del seccionamiento. Entre los clientes que son considerados importantes tenemos los hospitales, el centro histórico de la ciudad, grandes empresas, etc. por lo que resulta necesario contar con un sistema de alimentación que priorice el servicio eléctrico en algunas zonas importantes de nuestra ciudad. El beneficio al mejorar el servicio a los clientes importantes resulta a veces subjetivo pero igualmente importante.

El valor que puede tomar este índice está entre cinco y diez, considerando que cinco muestra que el seccionamiento controla la carga de clientes

comunes y diez representa que el seccionamiento controla la carga de clientes muy importante.

4.2.4.- Nivel de Enlace en la Red

Este índice representa el porcentaje de uso del seccionador para funciones de enlace o traspaso de cargas, con el fin de modificar la topología de la red de distribución de energía eléctrica y mantener el suministro el mayor tiempo posible y con la mayor cantidad de clientes.

El valor que puede tomar este índice está entre cero y diez, considerando que cero muestra que el seccionamiento esta en una zona aislada y sin posibilidad de enlace o anillado, y diez representa que el seccionamiento es vital para operaciones frecuentes de enlace o anillado.

Para una mejor discriminación de los seccionamientos a automatizar, se han eliminado de la base de datos los seccionadores que poseen las siguientes características:

- a) Índices de selección muy bajos
- b) seccionadores de propiedad de terceros.
- c) Seccionadores de protección de transformadores de distribución

En la tabla siguiente se muestran los 50 principales seccionamientos de la ciudad de Piura seleccionados a partir de la sumatoria de los índices de cada uno.

	NOMBRE DEL SECCIONADOR	ÍNDICES DE SELECCIÓN				total
		FRECUENCIA DE USO ANUAL	NIVEL DE ENLACE	IMPORTANCIA DE CLIENTES	CARGA CONTROLADA	
1	Secc. Enlace 1934 con 01 Tonys	5	8	8	8	29
2	Secc. Enlace 86 – 09 Circunvalación – Marcavelica	5	8	8	8	29
3	Secc. Enlace alim- 02 y 03 Esq. América Televisión	4	7	9	8	28
4	Secc. Enlace 1095 con 01 Irazola Independencia	4	7	9	8	28
5	Secc. Enlace 1934 con 09 Tacna con Puno	3	8	9	8	28
6	AV-Sullana-El Museo	4	7	9	7	27
7	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA 86-87	2	9	8	8	27
8	Secc. Av. Circunvalación – Guzmán	3	7	8	8	26
9	Secc. Av. Ciro Alegría - Estadio M. Grau	1	9	8	8	26
10	Secc. Progreso – Iglesia Transito	2	7	9	8	26
11	Secc. Circunvalación-San Pedro	2	7	9	8	26
12	Secc. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica – Grau	2	7	9	8	26
13	Secc. Los Algarrobos	3	6	8	8	25
14	SECC. COMISARIA CATACAOS	1	7	9	8	25
15	Secc enlace alim (05-08) - Urb. San Ramón	3	7	8	7	25
16	Secc. UNP	5	2	9	9	25
17	La Legua I – Simbilá	3	6	9	6	24
18	Secc. Enlace Alim-09-1934	5	4	6	7	22
19	Puente Cáceres - Grifo Texaco	5	5	5	7	22
20	Secc. Enlace 04-02 Ayacucho con Libertad	3	5	6	7	21
21	SECC. ENLACE AV. CHIRICHIGNO-PANAMERICANA TV	2	4	7	8	21
22	Secc - Enlace 09 – 10	2	4	6	9	21
23	Secc. SAN MARTIN - MARIATEGUI (COMISAR. SAN MARTIN	6	2	5	7	20
24	Secc. Oficina principal Enosa	0	4	9	5	18
25	Secc. Hospital Regional	1	2	9	6	18
26	Secc. Aeropuerto	0	2	9	7	18
27	Secc. Plaza Fuerte	0	3	7	7	17
28	Secc. Loreto – Ica	4	2	5	6	17
29	SECC. DE ANILLO CATACAOS	3	2	5	7	17

		ÍNDICES DE SELECCIÓN				
	NOMBRE DEL SECCIONADOR	FRECUENCIA DE USO ANUAL	NIVEL DE ENLACE	IMPORTANCIA DE CLIENTES	CARGA CONTROLADA	total
30	Secc. Puente Sánchez Cerro	2	2	5	8	17
31	Secc - Marcavelica (Prol. Grau)	2	2	5	7	16
32	Secc. Sunat	2	2	5	7	16
33	Secc. Región Grau	2	2	5	6	15
34	Secc-Los Cardos-Miraflores	0	2	7	7	16
35	Secc. Cipca	0	4	6	6	16
36	Jr. Tito Andrade-Calle San Martín	0	4	6	6	16
37	Secc .Esquina Av. Bolognesi	2	2	5	7	16
38	Secc. Chulucanas – Grau	2	2	5	7	16
39	Secc. Banco Regional	0	2	7	7	16
40	Secc. Av. Circunvalación Chulucanas	2	2	5	7	16
41	EL DIQUE - PUENTE INDEPENDENCIA	0	3	7	5	15
42	Secc. Cementerio Metropolitano	3	2	5	5	15
43	Secc. Progreso - Garcilazo de la Vega	0	2	8	5	15
44	Secc. Banco de Crédito	0	2	8	5	15
45	INDEPENDENCIA	3	2	5	5	15
46	Secc. Los Geranios	2	2	5	6	15
47	Av-MÓlaga (RRPP)	2	2	5	6	15
48	Secc.diario El Tiempo	0	2	7	6	15
49	Secc. Av. B -Ignacio Merino I Etap.	0	2	7	6	15
50	Secc.Otto Tonsman	2	2	5	6	15

Tabla 4.1a
Listado de seccionamientos telecontrolados seleccionados

Los 17 seccionamientos con Índices de Selección más altos se listan en la tabla 4.1b, estos se encuentra distribuidos a lo largo de la ciudad de Piura. Y a partir de esta información se desarrollada el proyecto.

	Descripción de Equipo Esclavo	Maestro	Dist al Maestro (metros)	Modelo
1	Sección. Av. Progreso - Iglesia del Tránsito	CASTILLA	1,467	SECC CON MANDO
2	Secc. UNP	CASTILLA	1,318	RECLOSER
3	Secc. Enlace 1095 con 01 Irazola Independencia	CASTILLA	931	SECC CON MANDO
4	Secc. Enlace 1934 con 01 Tony's	CASTILLA	503	RECLOSER
5	Secc. Enlace 1934 con 09 Tacna con Puno	CASTILLA	1,807	SECC CON MANDO
6	Secc. Av. Ciro Alegría - Estadio M. Grau	CASTILLA	234	SECC CON MANDO
7	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	PICENTRO	3,346	SECC CON MANDO
8	Secc. Enlace alim 02 y 03 Esq. América Televisión	PICENTRO	1,449	SECC CON MANDO
9	AV Sullana - El Museo	PICENTRO	1,226	SECC CON MANDO
10	Secc. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Grau	PICENTRO	2,252	SECC CON MANDO
11	Secc. San Ramón	PICENTRO	481	RECLOSER
12	Secc. Los Algarrobos	PICENTRO	1,455	RECLOSER
13	Secc. Av. Circunvalación - Gulman	PICENTRO	1,737	SECC CON MANDO
14	Secc. Circunvalación - San Pedro	PICENTRO	1,751	SECC CON MANDO
15	Secc. Enlace 86 - 09 Circunvalación - Marcavelica	PICENTRO	2,621	SECC CON MANDO
16	La Legua I - Simbilá	PICENTRO	6,747	RECLOSER
17	SECC. COMISARÍA CATACAOS	PICENTRO	10,113	RECLOSER

Tabla 4.1b
Listado de seccionamientos telecontrolazos seleccionados

4.3.- ESTRUCTURA

Para la asignación del maestro a cada seccionamiento, se compararon las distancias lineales a las RTU CASTILLA y RTU PICENTRO, así como las condiciones de línea de vista para cada caso.

4.3.1- TOPOLOGÍA DEL PROYECTO

La topología de la distribución de los equipos del proyecto es la siguiente:

Estaciones Maestras:

02 estaciones maestras ubicadas en las Subestaciones de Castilla y PiCentro, las cuales cuentan con un radio MODEM espectro ensanchado y una RTU.

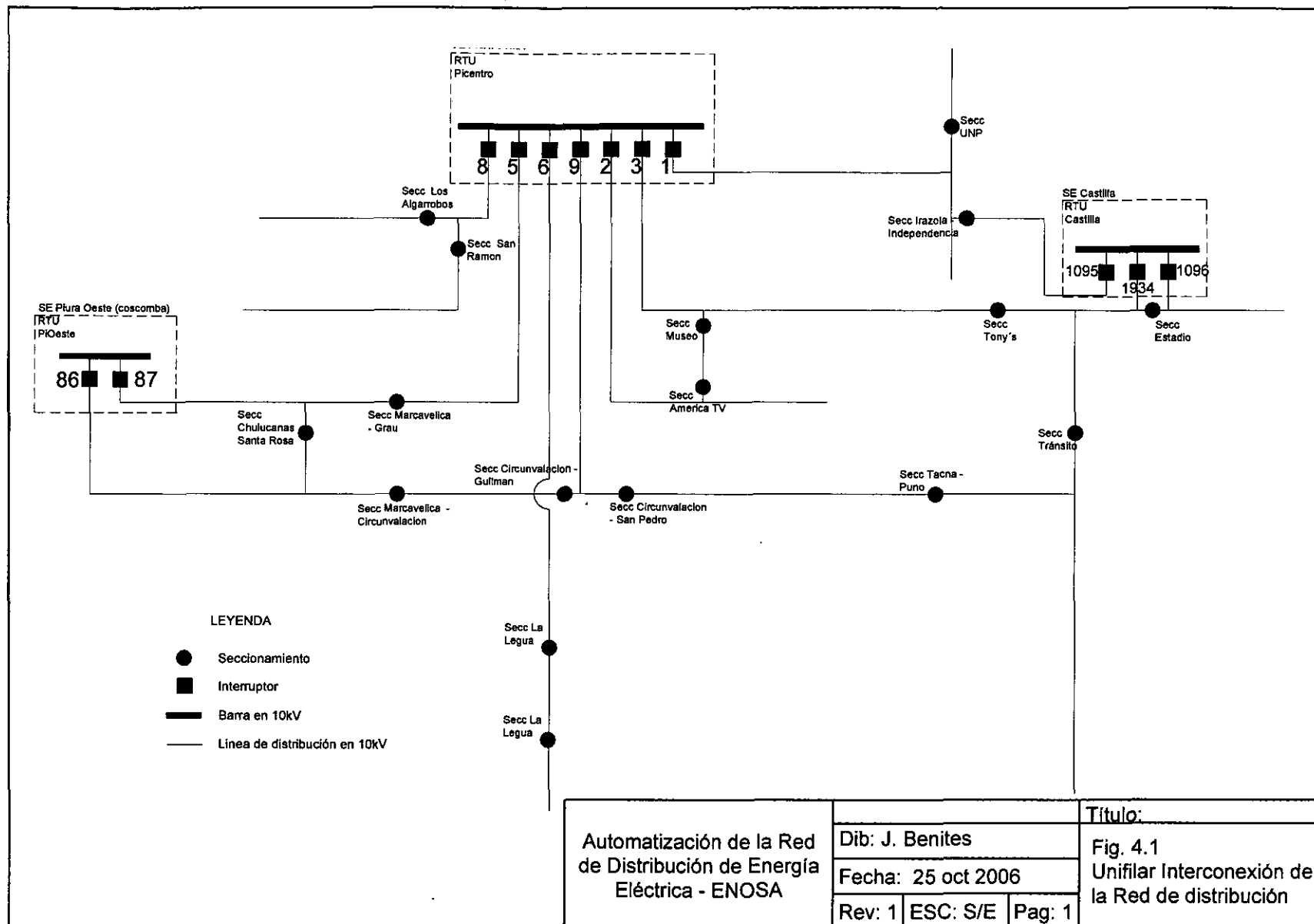
Cada estación maestra gobernará a un grupo de estaciones esclavas cercanas.

La estación remota “Castilla” tendrá a su cargo 06 estaciones esclavas.

La estación remota “PiCentro” tendrá a su cargo 11 estaciones esclavas.

Estaciones Esclavas:

17 estaciones esclavas ubicadas en cada punto de seccionamiento, las cuales cuentan cada una con un radio MODEM espectro ensanchado y un equipo de seccionamiento.



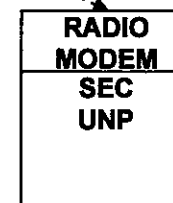
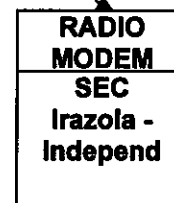
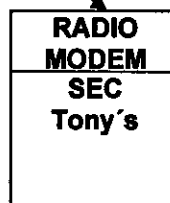
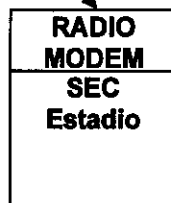
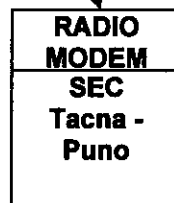
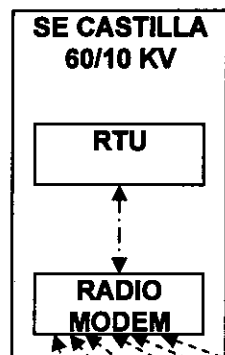
4.3.2- COMUNICACIÓN

A partir de la definición de la tecnología del equipo de potencia y control, se procedió a estudiar el o los sistemas de comunicaciones a utilizar para la interconexión de todos los puntos a automatizar. Este aspecto resulta de fundamental importancia en el diseño de automatización en la red de distribución.

Se determinó que el sistema se diseñaría en forma íntegra a partir de equipos Spread Spectrum, a 980 Mhz, del tipo punto-multipunto, debido a las siguientes razones principalmente:

- La tecnología en el Perú esta libre de pago
- Permite trabajar con distancias relativamente grandes para nuestra aplicación.
- Posee un método de autodiagnóstico permanente, que permite detectar inconvenientes en cualquiera de los equipos que componen la red, al instante.

La figura 4.1 muestra un esquema de la distribución de los seccionamientos telecontrolados en la ciudad.



<-----> Inalámbrica Spread Spectrum
 <-.-.-.-> Serial RS232

Automatización de la Red
de Distribución de Energía
Eléctrica - ENOSA

Dib: J. Benites

Fecha: 25 oct 2006

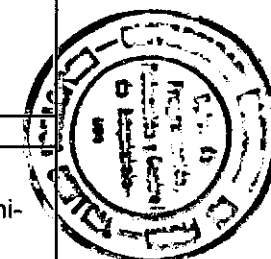
Rev: 1

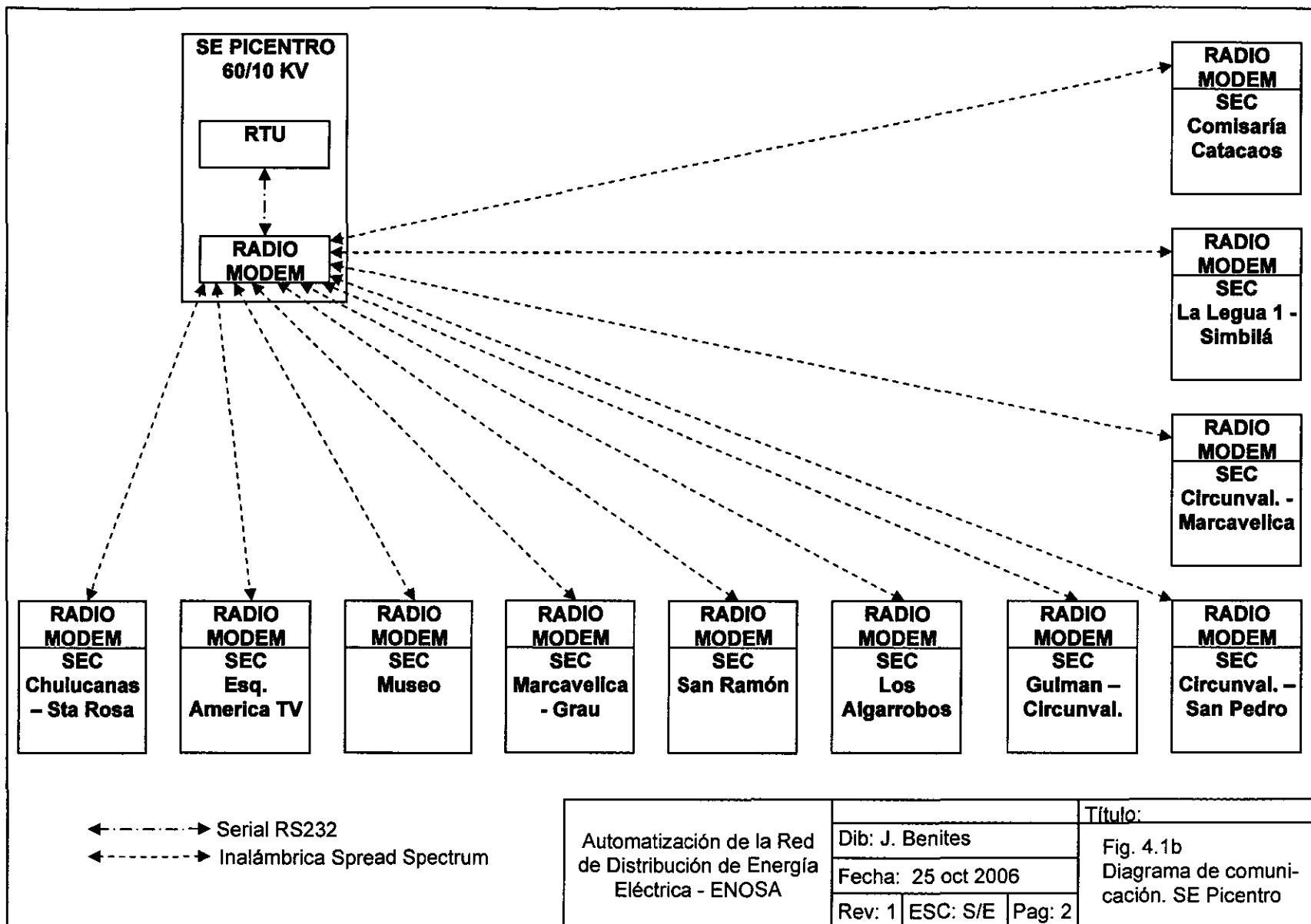
ESC: S/E

Pag: 1

Título:

Fig. 4.1a
Diagrama de comuni-
cación. SE Castilla





A pesar de que las RTUs incorporadas en los reconectadores poseen la capacidad de gestionar cientos de variables tanto analógicas como digitales, las capacidades que se establecieron disponibles en el sistema SCADA para cada uno de los puntos de la red de MT fueron:

- Abierto - Cerrado
- Apertura-cierre
- Reporte permanente de corrientes (para las 3 fases)
- Tensión de fase y línea (para las 3 fases)
- potencia
- coseno ϕ
- corrientes de falla
- tensión de la batería, entre otras

Además es posible efectuar la eliminación del recierre en forma remota.

La comunicación entre el maestro y cada seccionamiento automatizado utiliza el protocolo de comunicaciones DNP 3.0.

4.3.3- EQUIPOS:

Los equipos a utilizar son de dos tipos, los de comunicación y los de seccionamiento.

Para el tema de la comunicación se seleccionó el Radio MODEM de Marca: MDS, Modelo: transNET 900, Hasta 115 kbps, 900 Mhz, con las siguientes características:

- Velocidad de transferencia de hasta 115.2 Kbps
- Banda de frecuencia 902-928 MHz banda ISM
- Largo alcance - hasta 50 Km
- Rango de temperatura de -40° C hasta +70° C para su operación sin problemas en ambientes extremos
- provee comunicaciones de datos transparentes para casi todos los protocolos SCADA
- Interfaces equipados con RS-232 para una conexión directa con la mayoría de RTU/PLC y con RS-485.

Para el tema de los seccionamientos telecomandados se eligió el interruptor RL27 de Nu-Lec. Estos interruptores automáticos proporcionan las características de los interruptores de rotura de carga y de los seccionadores tradicionales, más las ventajas de un diseño para la automatización, el mando a distancia y supervisión.

Cuenta con las siguientes características:

- Módem incorporado V23
- Puerto RS232
- Fuente de alimentación ininterrumpida del voltaje variable para la radio o el módem
- Diversos protocolos de la telemetría pueden ser apoyados. DNP3 e IEC870 son dos de los protocolos disponibles.

4.4.- SEÑALES Y SU CLASIFICACIÓN

Una señal es toda información que sale o entra del RTU de o hacia cualquier otro dispositivo capaz de tomar, organizar y enviar grupos de señales mediante la utilización de protocolos de comunicación compatibles con la RTU, para esto es necesario establecer parámetros de comunicación entre ambos equipos como por ejemplo: el protocolo de comunicación, la velocidad de transmisión, el bit de paridad, dirección de señal dentro del protocolo, tipo de señal, etc.

Los protocolos mas utilizados dentro del campo de la industria eléctrica son el DNP3, MODBUS, IEC101, etc.

Las señales involucradas en el proyecto las podemos clasificar de la siguiente manera:

4.4.1- SEÑALES DE ESTADO

Representan la condición del equipo (Seccionador), puede ser Estado Abierto o Estado Cerrado. Para dicha representación el sistema puede utilizar un sólo bit de información o también la combinación de dos bits por lo cual se pueden denominar señales de estado “simples” y señales de estado “dobles”.

Señales simples de estado	
SEÑAL	BIT 01
ABIERTO	1
CERRADO	0

Tabla 4.2
Señales simples de estado

Señales dobles de estado		
SEÑAL	BIT 01	BIT 02
ABIERTO	1	0
CERRADO	0	1

Tabla 4.3
Señales dobles de estado

Las combinaciones complementarias de los dos bits de estados dan a conocer información ambigua por lo que son denominados de la siguiente manera.

Señales intermedias		
SEÑAL	BIT 01	BIT 02
TRANSITO	0	0
FALLA	1	1

Tabla 4.4
Señales intermedias

4.4.2- SEÑALES DE ALARMA.

Son señales de entrada de tipo Digital y por lo general están representadas por un solo bit de información y van acompañadas por una estampa de tiempo puesta por el reloj GPS del RTU que indica el momento exacto de ocurrencia de dicha alarma.

El listado de alarmas para cada equipo es el siguiente:

SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL
BATERIA_BAJA	ALARMA	INDICACIÓN SIMPLE
DISPARO_SOBRECORRIENTE_FASE	ALARMA	INDICACIÓN SIMPLE
DISPARO_SOBRECORRIENTE_A_TIERRA	ALARMA	INDICACIÓN SIMPLE
SELECTOR_LOCAL/REMOTO	ALARMA	INDICACIÓN SIMPLE
BAJO_NIVEL_SF6	ALARMA	INDICACIÓN SIMPLE
HEALTH_STATUS	ALARMA	INDICACIÓN SIMPLE

Tabla 4.5
Alarmas por equipo

4.4.3- COMANDOS

Son señales de salida digital y según su utilización pueden ser, al igual que las señales de estado, “simples” y “dobles”, y van acompañadas de un valor de duración del comando expresado en milisegundos.

Comandos simples	
SEÑAL	BIT 01
ACTIVAR	1

Tabla 4.6
Comandos simples

Comandos dobles		
SEÑAL	BIT 01	BIT 02
ABRIR	1	X
CERRAR	X	1

Tabla 4.7
Comandos dobles

Para el caso de los comandos no existe los de tipo “Tránsito” ni “Falla”, pero si una confirmación desde la RTU de realización del comando.

4.4.4- MEDIDAS

Las señales correspondientes a las medidas son del tipo analógicas y pueden originarse de medidores o tarjetas de entrada analógica.

El listado de medidas para cada equipo es la siguiente:

SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL
TENSION_FASE_R	MEDIDA	MEDIDA
TENSION_FASE_S	MEDIDA	MEDIDA
TENSION_FASE_T	MEDIDA	MEDIDA
TENSION_FASE_RS	MEDIDA	MEDIDA
TENSION_FASE_ST	MEDIDA	MEDIDA
TENSION_FASE_TR	MEDIDA	MEDIDA
CORRIENTE_FASE_R	MEDIDA	MEDIDA
CORRIENTE_FASE_S	MEDIDA	MEDIDA
CORRIENTE_FASE_T	MEDIDA	MEDIDA
POTENCIA_ACTIVA	MEDIDA	MEDIDA
POTENCIA_REACTIVA	MEDIDA	MEDIDA
POTENCIA_APARENTE	MEDIDA	MEDIDA
FACTOR DE POTENCIA	MEDIDA	MEDIDA
FRECUENCIA	MEDIDA	MEDIDA
NUMERO_DE_ACCIONAMIENTOS	MEDIDA	MEDIDA
TENSION_DE_FALLA	MEDIDA	MEDIDA
CORRIENTE_DE_FALLA	MEDIDA	MEDIDA

Tabla 4.8
Señales analógicas por equipo

4.5.- LISTADO DE SEÑALES

4.5.1- SEÑALES DE ESTADO

Estas señales informan la condición de abierto o cerrado del seccionamiento.

En el caso de la RTU Castilla se cuenta con 06 señales y en el caso de la RTU PiCentro se cuenta con 11 señales de estado.

Cumple con las siguientes características:

- Entrada Digital.
- Evento.
- Indicación Doble.
- Dirección IEC con Scada en el rango de 150 a 200 para cada RTU

4.5.2- SEÑALES DE ALARMA

Estas señales informan de las distintas alarmas o mensajes digitales de un solo bit que envía el equipo, por lo que son de las características siguientes:

- Entrada Digital.
- Evento.
- Indicación Simple.
- Dirección IEC con Scada en el rango de 2500 a 2600 para cada RTU.

4.5.3- MEDIDAS

Estas señales se representan los distintos valores que toman en el tiempo las magnitudes de las tensiones, corrientes, potencias, frecuencias, etc en cada seccionamiento, así como en los momentos de falla.

Las características de las medidas son:

- Entrada Analógica.
- 16 bit de longitud.
- Dirección IEC con Scada en el rango de 1000 a 2000 para cada RTU

4.5.4- COMANDOS

Estas señales se originan en el centro de control o Scada, y son utilizadas en este caso para gobernar la apertura y cierre de los equipos.

Las características de los comandos son:

- Comando Doble (abrir/cerrar).
- 500 milisegundos de duración.
- Dirección IEC con Scada en el rango de 50 a 100 para cada RTU

4.6. SCADA TELEGYR.

4.6.1. CREACIÓN DE SEÑALES:

La creación de cada una de las señales con la que se va a trabajar en el proyecto se inicia desde la aplicación Source Data Base Builder (SDBB), el cual es un organizador de las distintas bases de datos del SCADA Telegyr.

Los datos son declarados de acuerdo a cada una de sus características:

- capacidad del software.
- cantidad de RTUs.
- Tamaño de Subestación.
- Cantidad de señales a controlar.
- Protocolo de comunicación, Etc.

Cada una de las señales tiene características según el origen, tipo de función, importancia, etc, estas se clasifican en:

Dirección IEC: es un valor entero, único en cada señal, e identifica a cada una dentro del protocolo de comunicación desde la RTU hasta el SCADA.

Tipo de señal: Puede ser entrada analógica, entrada digital simple, entrada digital doble, salida analógica, comando simple, comando doble, comando pulso.

Estampa de tiempo: valor de tiempo dado por la RTU al evento, representa el instante de ocurrencia o valor de la señal de tiempo obtenida del GPS en dicho instante. Se trasmite al SCADA junto con la información del suceso para fines de análisis cronológico de cada ocurrencia.

Área de responsabilidad.

Capacidad de alarmar:

Cabe añadir que dentro del SBBB es posible crear señales virtuales a partir de las señales existentes mediante operaciones con funciones lógicas.

4.6.2. VISUALIZACIÓN LAS SEÑALES EN EL TELEGYR

Para graficar de forma ordenada y entendible la información obtenida de cada RTU es posible crear mediante herramientas de SCADA una organizada presentación de los distintos datos obtenidos. Mediante librerías eléctricas se crea el diagrama unifilar del sistema eléctrico con el cual se va a trabajar.

Las librerías cuentan con distintas características que nombraremos a continuación:

Colores: Cada nivel de tensión en el sistema eléctrico se representa con un color característico.

Forma según tipo: Cada elemento se identifica con su forma característica.

Forma según estado: Independientemente del tipo de elemento, se representa estado en el que se encuentre.

Forma de dinamizar: Puede dotarse de características dinámicas al elemento durante la presencia o no de algún evento o estado.

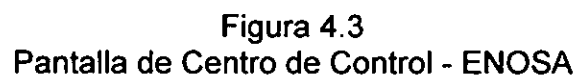
4.6.3. ELEMENTOS DEL SCADA

Cada elemento del sistema eléctrico consta de su representación en el sistema SCADA:

- Barras:
- Líneas
- Seccionadores
- Interruptores
- Transformadores
- Generadores
- Alimentadores
- Consumidores

Para la elaboración del diagrama unifilar en el SCADA cada elemento se inserta en la pantalla de trabajo del Editor Telegyr, para luego darle

Fuera del editor, en el programa Telegyr se carga el archivo editado y se prueba.



4.7. RTU TELEGYR 5700.

4.7.1. CARACTERÍSTICAS

La RTU Telegyr 5700 recolecta, procesa y reporta señales desde el campo hacia el SCADA y viceversa.

En el proceso de adquisición de datos la RTU trabaja con los siguientes tipos de señales:

Entradas de Indicación: Pueden ser Estados o Eventos los cuales son enviados a la Estación Maestra cuando ocurra uno o múltiples cambios en ellos o cuando la estación maestra lo requiera.

Acumuladores: Envía el número de la cuenta de cambios de estado requerido.

Entradas Analógicas: Las entradas Analógicas son convertidas a digital una vez por segundo. También se configura para cada estación principal una banda muerta específica que viene a representar cuan grande debe ser el cambio de la señal leída para que la RTU reaccione.

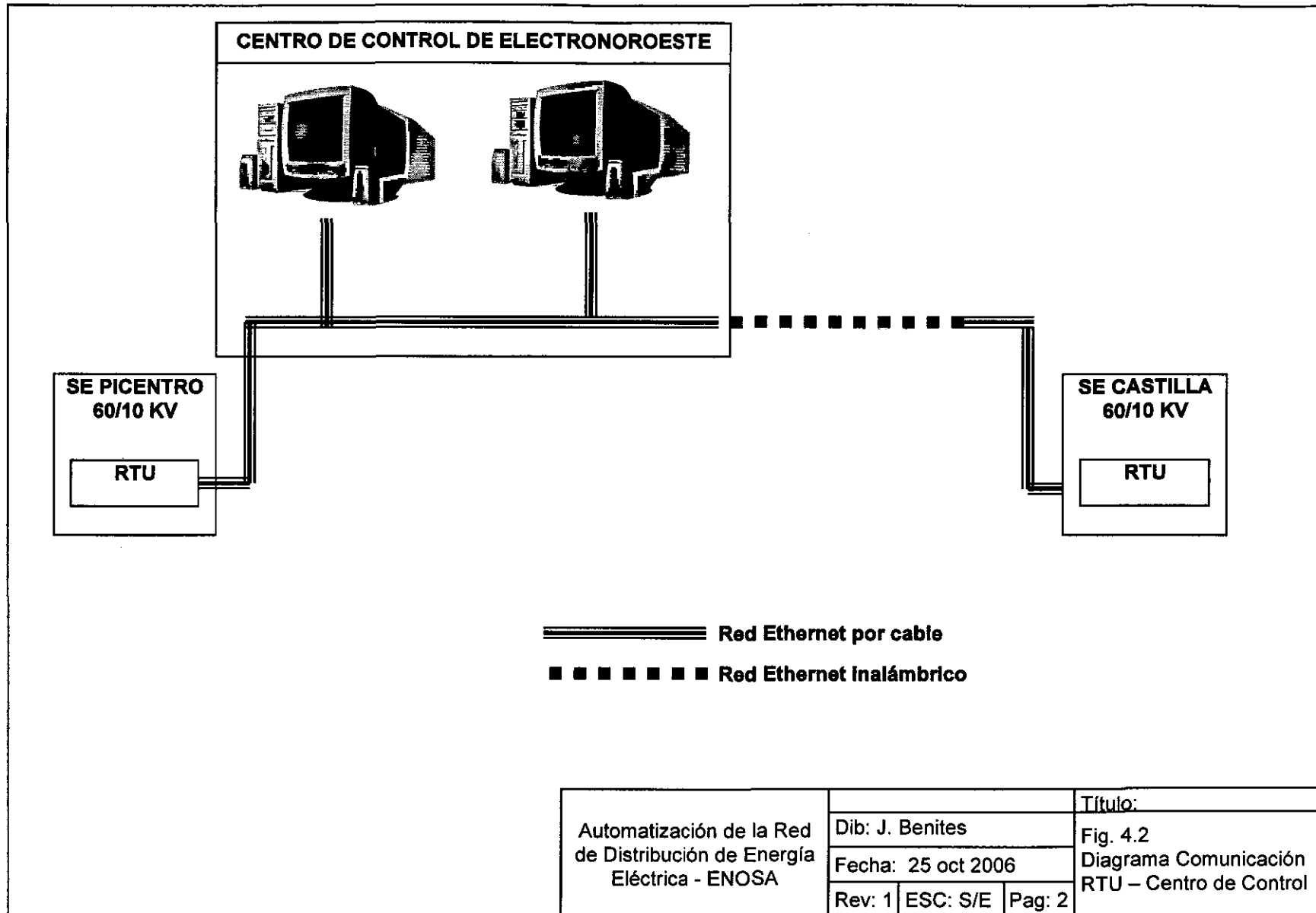
Los controladores de salida de la RTU son de los siguientes tipos:

Controles SBO (Select Before Operate): Los controles de SBO se utilizan cuando se requiere operación asegurada, por ejemplo los controles de ABRIR y CERRAR de los interruptores de energía. Solamente un punto se puede controlar a la vez.

Controles PO (Pulse Output): Se utilizan para las funciones de "paso" tales como AUMENTO o DISMINUCIÓN de los reguladores de Tensión del Transformador. La duración del tiempo se especifica en el mensaje del comando.

Salidas Analógicas: El RTU proporciona la capacidad de convertir a valores analógicos de salida proporcionales (voltaje o corriente) a los datos digitales recibidos de la estación principal.

La RTU TG5700 Puede realizar controles de lazo cerrado. Los algoritmos se almacenan en la EPROM. Los parámetros variables son descargados por la estación principal, o incorporados vía el puerto o el panel del mantenimiento y almacenados en EEPROM o RAM.



4.7.2. CONFIGURACIÓN RTU TG5700 STATION MANAGER

El STATION MANAGER cuenta con 8 puertos o canales. Estos puertos se utilizan para comunicarse con las estaciones principales, para ampliar el número de IO LANs, o para conectar con otras RTUs o con dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs).

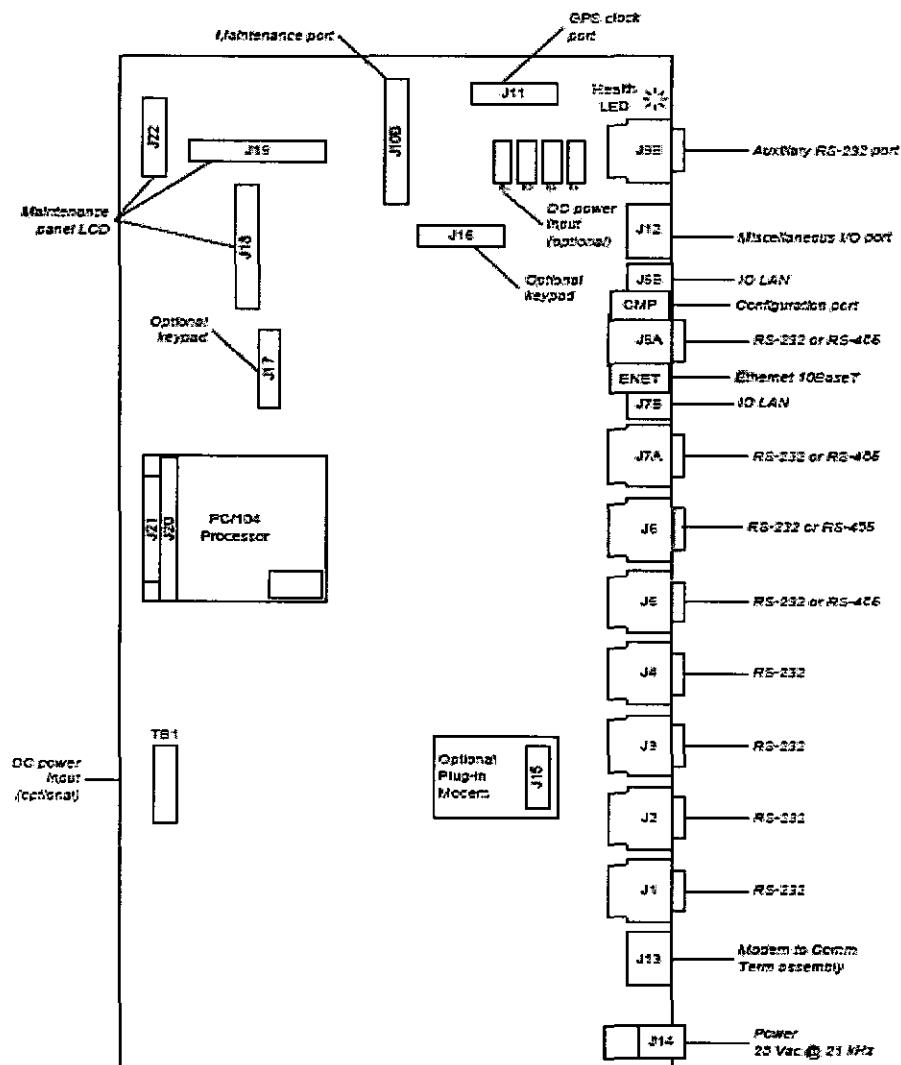


Figura 4.2
Canales de Station Manager

J1 (comunicación RS232): conector DB9, femenino para el canal de comunicaciones 0. Utilizado solamente si no hay módem instalado en J15.

J2 (comunicación RS232): conector DB9, femenino para el canal de comunicaciones 1.

J3 (comunicación RS232): conector DB9, femenino para el canal de comunicaciones 2.

J4 (comunicación RS232): conector DB9, femenino para el canal de comunicaciones 3.

J5 (comunicación RS232 o RS485): conector DB9, femenino para el canal de comunicaciones 4. Con jumper selector de RS232/RS485 en W14A.

J6 (comunicación RS232 o RS485): conector DB9, femenino para el canal de comunicaciones 5. Con jumper selector de RS232/RS485 en W16A.

J7A (comunicación RS232 o RS485): conector DB9, femenino para el canal de comunicaciones 6. Con jumper selector de RS232/RS485/IO LAN en W18A, este conector no es usado cuando el puerto 6 es usado como IO LAN.

J7B (IO LAN). Conector IO LAN 5 pines, el jumper selector de RS232 / RS485 / IO LAN en W18A debe estar en IO LAN.

J8A (comunicación RS232 o RS485): conector DB9, femenino para el canal de comunicaciones 7. Insertar jumper en W20A para RS232 o en W20B para RS485 o IO LAN, este conector no es usado cuando la comunicación en el puerto 7 es configurada como IO LAN.

J8B (IO LAN). Conector IO LAN 5 pines, el jumper selector de RS232 / RS485 / IO LAN en W20A debe estar en IO LAN.

J9B (Puerto auxiliar RS232) conector DB9, femenino para funciones auxiliares.

J10B (Puerto de Mantenimiento) conector DB9, femenino para comunicación con CMP.

J11 (GPS CLOCK) conector para reloj GPS opcional.

J12 (I/O) conector para las funciones misceláneas tales como contador de tiempo del Watchdog, etc.

J13 (Terminal de comunicación para MODEM) conector de ángulo recto.

Utilizado solamente cuando el módem opcional está instalado en J15.

J14 (Alimentación) 24 vol VAC.

J15 (Modem Plug-in) conexión dual del módem para el puerto de comunicación 0;

Comunicación por el Canal 1, 2 y 3:

Los puertos de comunicación son del tipo RS232 (J2, J3, J4), de 9-pines (DB9), conectadores de ángulo recto, femeninos con el pinout siguiente:

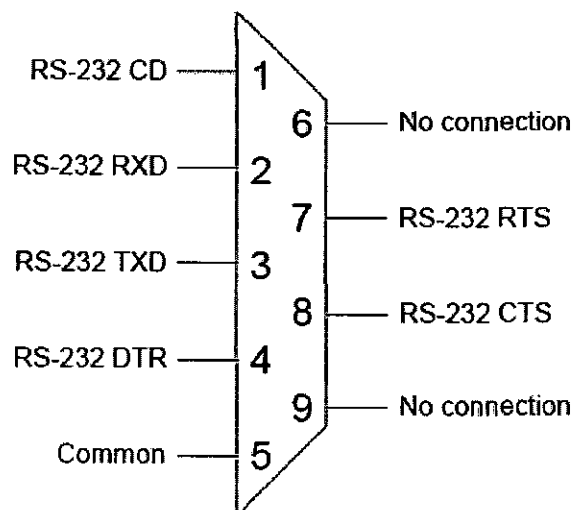


Figura 4.3
Pinout Ch 1, 2 y 3

Comunicación por el Canal 4, 5, 6 y 7:

Los canales de comunicaciones 4 y 5 se pueden utilizar para Rs-232 o IRs-485 mientras que los canales de comunicaciones 6 y 7 se pueden utilizar Rs-232 o Rs-485 o como puertos del LAN del IO. El tipo de interfaz de comunicaciones es determinado por la localización de un jumper.

La configuración será dispuesta de tal manera que la comunicación con la estación maestra sea utilizando el puerto Ethernet de la RTU, configurando dicho puerto con un Esclavo Ethernet y con protocolo de comunicación IEC101.

Para el caso de los dispositivos IED del la SE, se configura los puertos seriales Ch4 como maestro Modbus y Ch5 como Maestro DNP3, con interfase RS485. En dichos puertos se enlazaran las redes Modbus y DNP3 respectivas.

Las tarjetas de entradas y salidas del tablero del Concentrador de Datos de la Subestación (CDS) van conectadas al Ch7 de la RTU.

4.7.3. PROGRAMA DE CONFIGURACIÓN CMP

El software utilizado para configuración de la RTU station Manager Telegyr es el CMP versión 10.2.16.0.

Creación de una nueva Station Manager: Para iniciar la configuración en el CMP del la RTU, se ejecuta el programa CMP y se crea un nuevo archivo de configuración con el icono “NEW”, el cual va a representar a la estación a configurar, se le asigna también el nombre, autor y una breve descripción.

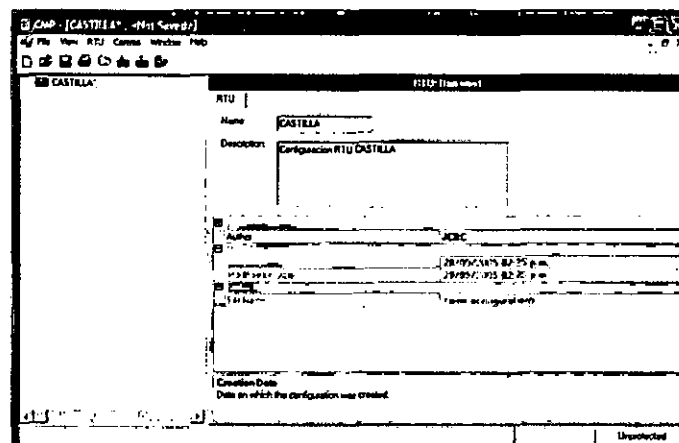


Figura 4.4
Pantalla 01 de configuración CMP

A la estación creada se le inserta una nueva Station Manager, haciendo clip derecho en la estación creada, tal como lo muestra la figura 4.4

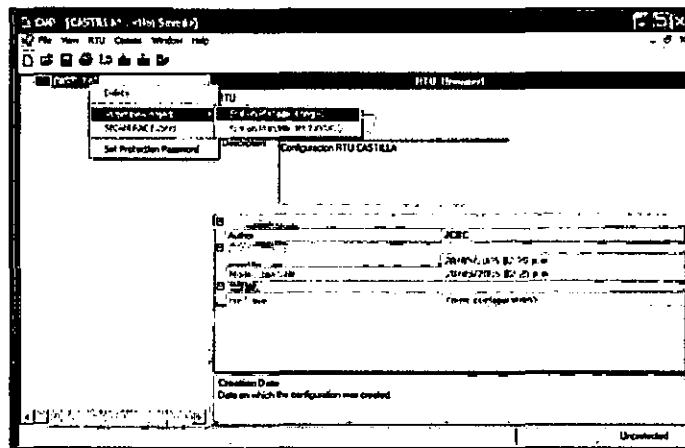


Figura 4.5
Pantalla 02 de configuración CMP

En el CMP se aprecia la descripción y la cantidad de canales de la RTU Station Manager, la cual muestra cuatro áreas específicas:

RTS: en este punto se configuran parámetros generales para la comunicación con los diferentes dispositivos periféricos, tal como direcciones, velocidades, tiempos, etc.

SERIALS COMMS: en este punto se configuran las características cada uno de los puertos de la Station Manager, tal la función del puerto, protocolo de comunicación, IED, direcciones de los IED, señales de IED, etc.

ETHERNET: En este punto se configuran la información que maneja el puerto ethernet de la RTU, así como sus respectivas señales con sus direcciones.

CONTROL JOBS: en este punto se configuran lazos de control locales.

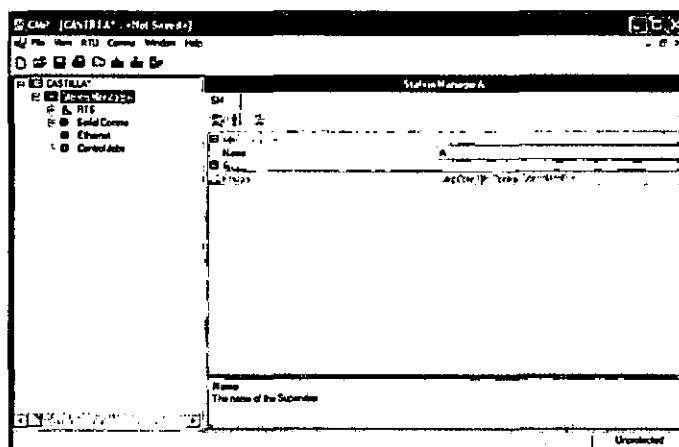


Figura 4.6
Pantalla 03 de configuración CMP

Inserción de un IED: La comunicación de los seccionadores se realizara por medio del Ch0 de los Puertos Seriales la station manager, configurándolo como un Puerto Master DNP3, tal como se muestra en la figura 4.7

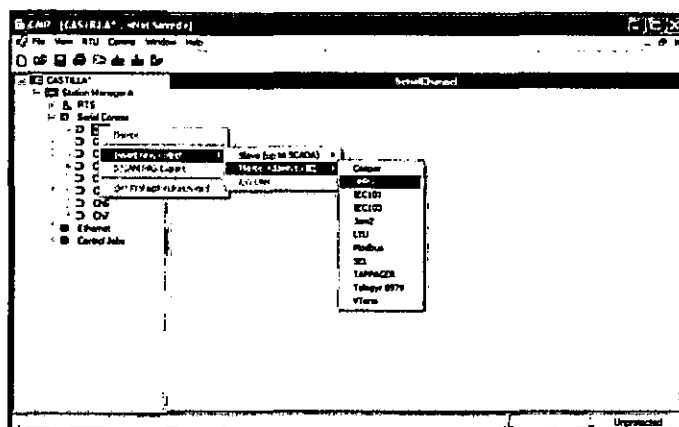


Figura 4.7
Pantalla 04 de configuración CMP

Al canal Ch0 se le configura con los siguientes parámetros:

1 Parámetros de comunicación

▪ Baud Rate	9600
▪ Pre-Conditioning	75
▪ Post-Conditioning	2
▪ Dead Time	0
▪ Inter-Byte Time	2

2 Failover Parameters

▪ Failover Port	None
▪ Failover RTU Point number	32767
▪ Failover Point numbre	32767

3 Feneral Parameters

▪ Response Timeout	3000
▪ Master Sourse Address	99
▪ Communication Fail Threshold	1
▪ Communication fail retries	3

4 Scan Parameters

▪ Accumulator	5
▪ Acumulator Freeze	5
▪ Acumulator change	5

▪ Analog	5
▪ Analog change	5
▪ Analog Out Readback	5
▪ Class 0	0
▪ Class 1	0
▪ Class 2	0
▪ Class 3	0
▪ Digital Status	5
▪ Digital Change	2
▪ Freeze	0
▪ SBO Readback	1
▪ Time Sync	0

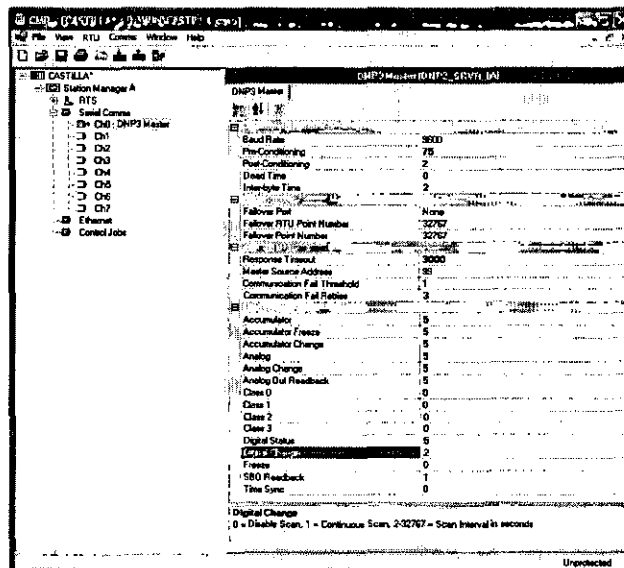


Figura 4.8
Pantalla 05 de configuración CMP

Se ingresan los IED a la RTU configurada con su información correspondiente. Cada IED tiene una dirección única dentro del canal DNP3 Ch0, y dentro del IED encontramos también sus señales con sus respectivas direcciones únicas para cada IED.

Ahora insertamos en el Ch0 la configuración de cada seccionador arrastrándolo del catalogo DNP3, en dicho catalogo se encuentra el mapeo DNP3 del seccionador o Recloser.

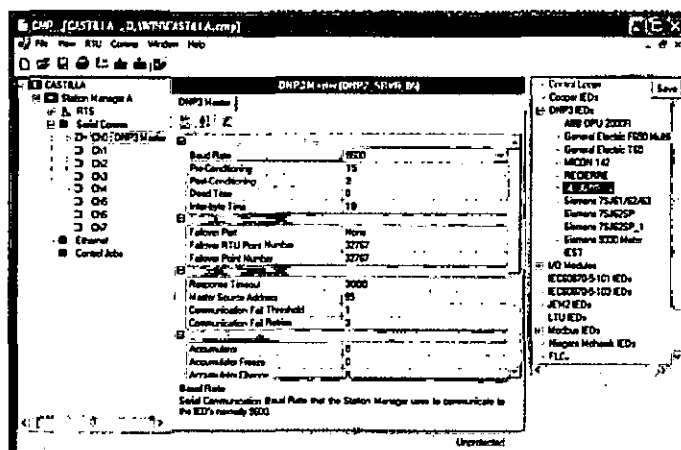


Figura 4.9
Pantalla 06 de configuración CMP

Una vez configuradas todos los IED de la RTU, esta se convierte en un IED virtual, el cual ordenará y enviará toda la información recibida al Scada Telegyr.

CAPÍTULO V

MEDICIONES DEL PROYECTO.

5.1. INTRODUCCIÓN

Cuando una falla es eliminada mediante el accionamiento de un elemento de protección, que no es telemedido ni telecomandado, el operador del sistema en la empresa Electronoroeste desconoce la ubicación tanto de la falla, así como de la protección accionada debido a la misma.

Es posible establecer un procedimiento para localizar el elemento de protección accionado, aprovechando la información disponible en tiempo real del sistema SCADA y otras fuentes de información disponibles en las empresas de distribución.

5.2. RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO

Parte del problema del restablecimiento del servicio a los clientes cuando se ha producido una falla en el sistema eléctrico, es el tiempo necesario para determinar qué fusible ha operado y/o dónde se ha producido la falla.

Este tiempo se puede disminuir el mínimo si el operador de la empresa Electronoroeste cuenta con la herramienta que le indique los fusibles que actuaron y la ubicación geográfica hacia donde debe enviar el móvil para que proceda a solucionar el problema.

Los tiempos involucrados durante el reestablecimiento del servicio en una situación sin sistema Scada son los siguientes:

- Tiempo perdido por ignorar existencia de falla.
- Tiempo de indisponibilidad de movilidades.
- Tiempo de traslado del móvil
- Tiempo de ubicación de la falla en el campo.
- Tiempo en que se soluciona el problema.

Para el caso de un sistema SCADA en la red de distribución de la empresa eléctrica los tiempos son totalmente distintos.

La tabla 5.1 muestra la distribución de tiempos involucrados durante el restablecimiento de fallas y el tiempo estimado de ahorro con un sistema Scada en la red de distribución.

SIN SCADA	T1		T2	T3
CON SCADA	T1	T2	T3	T4

Tabla 5.1
Distribución de tiempos

T1: Tiempo perdido por ignorar existencia de falla.

T2: Tiempo de indisponibilidad de movilidades, Tiempo de traslado del móvil y ubicación de la falla.

T3: Tiempo en que se soluciona el problema.

T4: Ahorro de Tiempo.

5.3.- ESTUDIO DE MEJORA DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD

Para el estudio de mejora en los índices de calidad y el pago de multas por interrupciones mayores de tres minutos, se consideraron las siguientes hipótesis de distribución de fallas:

- Fallas distribuidas uniformemente en todo el distribuidor
- 80% de fallas transitorias (FT)
- 20% de fallas permanentes (FP)
- Selectividad del sistema del 100%

5.3.1.- CONDICIÓN INICIAL

Considerando la situación previa a la implementación del sistema de telecontrol en las Subestaciones de Transformación, donde existía un único punto de protección, sin recierre, en cabeza de línea, el interruptor abría en forma permanente para el 100% de las fallas sobre el distribuidor. Por otra parte, la reposición se debía realizar en forma local.

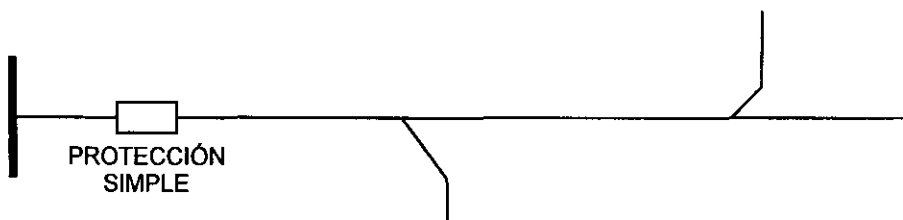


Figura 5.1
Condición inicial

En este caso, la multa completa corresponde al valor "M" y podemos igualarla a un valor 100.

Multa a pagar: $M = 100$

5.3.2.- AGREGANDO RECIERRE

Si a esta salida se le agrega un automatismo para que realice recierres, el mismo abrirá el interruptor en forma definitiva con la totalidad de la potencia del distribuidor solo para fallas permanentes, es decir, un 20% de las veces. El 80% restante de fallas transitorias se despeja por acción del recierre.

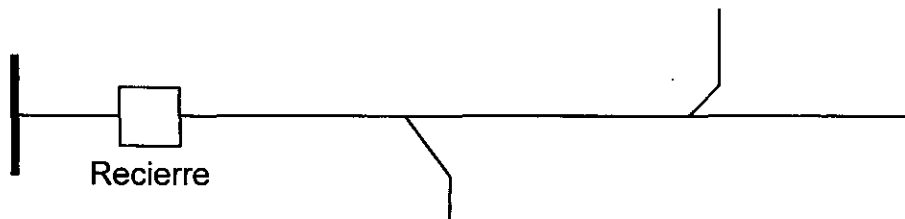
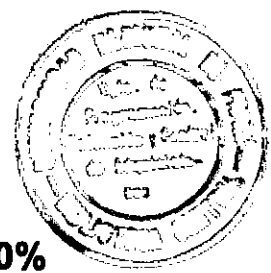


Figura 5.2
Agregando recierre

En este caso, la multa M_2 se reduce en un 80%.

$$M_2 = (FP) \times M = 20$$

$$M_2 = (0.2) \times M = 20$$



5.3.3.- AGREGANDO UN RECONECTADOR AL 50%

Colocando un reconectador telecomandado en el 50% de la potencia del distribuidor, para fallas permanentes en el último tramo del distribuidor, la multa se reduce a la mitad. Para fallas permanentes en la primera mitad se continúa multando igual.

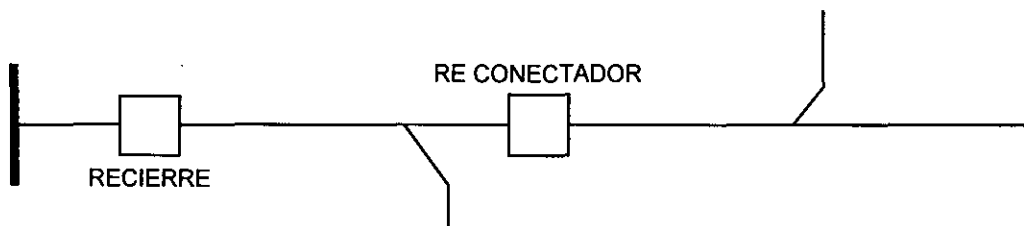


Figura 5.3
Agregando reconectador al 50%

Si en la hipótesis se consideró una distribución uniforme de fallas, se reduce el porcentaje de multa a pagar en un 25% respecto de M_2 .

$$M_3 = (FP/2) M + (FP/2) M/2$$

$$M_3 = 0.2/2 M + 0.2/2 M/2 = 15$$

$$M_3 = 10 + 5 = 15$$

(El factor "2" que afecta a M corresponde a que el número total de fallas se reparte en mitades en cada porción del distribuidor)

5.3.4.- AGREGANDO ALIMENTACIÓN ALTERNATIVA TELECONTROLADA

Colocando un reconectador telecomandado en un punto frontera, se reduce también a la mitad la multa por fallas en el primer tramo del distribuidor, ya que el último 50% de potencia se realimenta mediante maniobras remotas desde un distribuidor vecino.

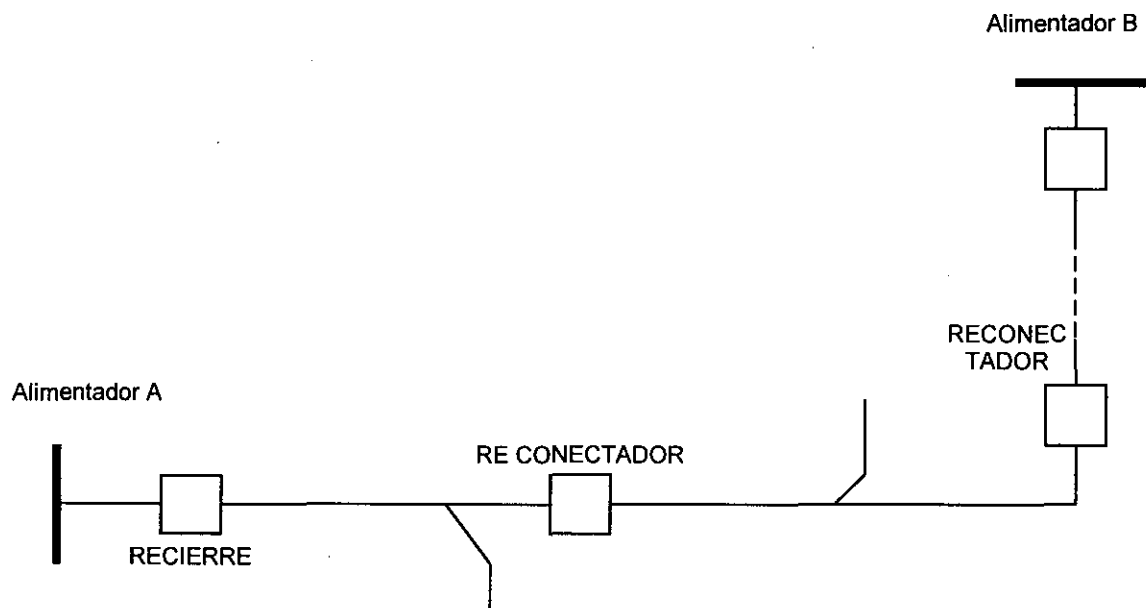


Figura 5.4
Agregando Alimentación Alternativa Telecontrolada

$$M_4 = (FP/2) \times (M/2) + (FP/2) \times (M/2)$$

$$M_4 = 0.1 M/2 + 0.1 M/2 = 10$$

$$M_4 = 5 + 5 = 10$$

5.4.- ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO

El análisis Costo-Beneficio permite definir la factibilidad del proyecto a ser desarrollado, y tiene como objetivo fundamental proporcionar una medida de los costos en que se incurren en la realización del proyecto, y a su vez comparar dichos costos previstos con los beneficios esperados de la realización de dicho proyecto.

Antes de iniciar es necesario tener presente que los costos son tangibles, es decir se pueden medir en alguna unidad económica, mientras que los beneficios pueden ser tangibles e intangibles, es decir pueden darse en forma objetiva o subjetiva.

Para elaborar este análisis se necesita contar con experiencia en la participación de proyectos similares, así como datos históricos que permitan estimar adecuadamente los requerimientos necesarios para ejecutar el proyecto.

5.4.1.- COSTOS DE INVERSIÓN

Son los costos que se incurren al iniciar un proyecto.

COSTO DE EQUIPOS: Se determina mediante la valuación de los equipos requeridos en el proyecto. Se toma en cuenta los costos de los Radio Modems y sus accesorios, distribuidos en cada uno de los 19 puntos de seccionamiento y los 02 puntos utilizados por las RTUs para comunicarse.

Como referencia se listan los costos de los equipos ya existentes y que serán utilizados para el funcionamiento del sistema de control de seccionamientos.

COSTO DE SERVICIOS: Se determina mediante el cálculo del número de horas utilizadas, el tipo de recurso necesario y el tipo de tarea a realizar durante la ejecución del proyecto.

COSTO DE MATERIALES: Se determina mediante la valuación de los materiales necesarios para el desarrollo del proyecto.

DESCRIPCIÓN	CANT	UNIDAD DE MEDIDA	COSTO POR UNIDAD	COSTO
EQUIPOS				
RADIOMODEMS	19	Unidades	\$1,150.00	\$21,850.00
ANTENAS	19	Juegos	\$200.00	\$3,800.00
ADAPTADOR AC PARA RADIOMODEMS	19	Unidades	\$125.00	\$2,375.00
SECCIONADORES	11	Unidades	\$3,000.00	\$33,000.00
RECLOSER	06	Unidades	\$5,000.00	\$30,000.00
RTU STATION MANAGER	02	Unidades	\$3,000.00	\$6,000.00
CENTRO DE CONTROL OPERACIONES (CC0)	01	Sistema	\$60,000.00	\$60,000.00
				\$157,025.00
SERVICIOS				
LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN	40	horas	\$30.00	\$1,200.00
CREACIÓN DE DOCUMENTOS	40	horas	\$30.00	\$1,200.00
RECONFIGURACION DE RTU STATION MANAGER	02	unidades	\$250.00	\$500.00
RECONFIGURACION DE SCADA TELEGYR	40	horas	\$30.00	\$1,200.00
INSTALACIÓN RADIO MODEMS	19	unidades	\$90.00	\$1,710.00
PRUEBAS	80	horas	\$30.00	\$2,400.00
CONFIGURACIÓN DE RADIO MODEMS	19	unidades	\$50.00	\$950.00
CONFIGURACIÓN DE SECCIONADORES	19	unidades	\$50.00	\$950.00
CAPACITACIÓN	80	horas	\$30.00	\$2,400.00
				\$12,510.00
MATERIALES				
CABLES	21	Juego	\$20.00	\$420.00
TERMINALES	21	Juego	\$20.00	\$420.00
HERRAMIENTAS	02	Juego	\$200.00	\$400.00
MARCADORES	21	Juego	\$10.00	\$210.00
BORNERAS	21	Juego	\$30.00	\$630.00
				\$2,080.00
OTROS				
SEGURO	01	(8 personas)	\$200.00	\$200.00
UNIFORMES	05	unidad	\$150.00	\$750.00
IMPREVISTOS	-	-	-	\$8,628.25
				\$9,578.25
TOTAL COSTO DE INVERSIÓN				\$181,193.25

Tabla 5.2
Costo de inversión

5.4.2.- COSTOS DE OPERACIÓN

Es la valoración monetaria de la suma de recursos destinados a la administración, operación y funcionamiento del proyecto.

Se determina por el número de personal requerido, sus características y el tipo de capacitación que se le debe proporcionar a cada empleado.

También se incluye el gasto mensual proyectado para efectos de mantenimientos preventivos y correctivos.

	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO MENSUAL	COSTO SEMESTRAL
A	OPERADOR DE CENTRO DE CONTROL	3	\$1,350.00	\$8,100.00
B	MANTENIMIENTO	5	\$2,250.00	\$13,500.00
C	SEGURO	8	\$200.00	\$1,200.00
D	OTROS	-	\$190.00	\$1,140.00
COSTO TOTAL DE OPERACIÓN				\$23,940.00

Tabla 5.3
Costo de operación

5.4.3.- PAGOS POR COMPENSACIÓN Y AHORRO

Los pagos por compensación por corte de servicio eléctrico se aplican según norma desde el año 2001 para la empresa Electronoroeste.

El siguiente es un listado de alimentadores en media tensión a los cuales se les aplicará el sistema de control, por lo cual en los siguientes puntos estaremos mostrando los pagos realizados por la Empresa debido a eficiencias en calidad del servicio en dichos alimentadores.

Nº	NOMBRE	TIPO	ALIMENTADORES	
1	UNP	TRONCAL	1001	
2	IRAZOLA - INDEPENDENCIA	ENLACE	1001	1095
3	MUSEO	ENLACE	1002	1003
4	AMÉRICA TV	ENLACE	1002	1003
5	TONIS	ENLACE	1003	1934
6	MARCAVELICA - GRAU	ENLACE	1005	1931
7	LA LEGUA	TRONCAL	1006	1006
8	SAN RAMÓN	TRONCAL	1008	
9	LOS ALGARROBOS	TRONCAL	1008	
10	MARCAVELICA -	ENLACE	1009	1930
11	GULMAN - CIRCUNVALACIÓN	TRONCAL	1009	
12	SAN PEDRO	TRONCAL	1009	
13	SANTA ROSA - CHULUCANAS	ENLACE	1930	1931
14	DOBLE TERNA	ENLACE	1934	1096
15	TACNA - PUNO	ENLACE	1934	1009
16	TRANSITO	TRONCAL	1934	1934

Tabla 5.4
Alimentadores tele-controlados:

Los pagos presentados a continuación han sido Elaborado el: 01/20/2004.

Año 2001

Primer semestre:

Periodo	Descripción	Pago (\$)
2001-1	A1001-Alimentador 01 (C-1)	2028,51
2001-1	A1002-Alimentador 02 (C-2)	799,06
2001-1	A1003-Alimentador 03 (C-3)	538,14
2001-1	A1005-Alimentador 05 (C-6)	316,93
2001-1	A1006-Alimentador 06 (C-7A)	6,40
2001-1	A1008-Alimentador 08 (C-11)	553,05
2001-1	A1009-Alimentador 09 (C-12A)	349,54
2001-1	A1095-Alim. 01 - Castilla	328,80
2001-1	A1096-Alim. 03 - Castilla	45,41
2001-1	A1930-Alimentador 86 (C-12A)	216,09
2001-1	A1931-Alimentador 87	653,91
2001-1	A1934-Alim. 12B - Castilla	521,90
Total		6357,74

Tabla 5.5
Pago periodo 2001-1

Año 2001

Segundo semestre:

Periodo	Descripción	Pago (\$)
2001-2	A1001-Alimentador 01 (C-1)	571,89
2001-2	A1002-Alimentador 02 (C-2)	298,20
2001-2	A1003-Alimentador 03 (C-3)	321,79
2001-2	A1005-Alimentador 05 (C-6)	4,20
2001-2	A1006-Alimentador 06 (C-7A)	0,10
2001-2	A1008-Alimentador 08 (C-11)	485,68
2001-2	A1009-Alimentador 09 (C-12A)	237,92
2001-2	A1095-Alim. 01 - Castilla	104,39
2001-2	A1096-Alim. 03 - Castilla	67,55
2001-2	A1930-Alimentador 86 (C-12A)	5,75
2001-2	A1931-Alimentador 87	380,40
2001-2	A1934-Alim. 12B - Castilla	76,33
Total		2554,2

Tabla 5.6
Pago periodo 2001-2

Año 2002

Primer semestre:

Periodo	Descripción	Pago (\$)
2002-1	A1001-Alimentador 01 (C-1)	3786,07
2002-1	A1002-Alimentador 02 (C-2)	960,46
2002-1	A1003-Alimentador 03 (C-3)	539,49
2002-1	A1005-Alimentador 05 (C-6)	0,02
2002-1	A1006-Alimentador 06 (C-7A)	0
2002-1	A1008-Alimentador 08 (C-11)	42,46
2002-1	A1009-Alimentador 09 (C-12A)	1819,74
2002-1	A1095-Alim. 01 - Castilla	1011,78
2002-1	A1096-Alim. 03 - Castilla	4,67
2002-1	A1930-Alimentador 86 (C-12A)	1420,6
2002-1	A1931-Alimentador 87	245,4
2002-1	A1934-Alim. 12B - Castilla	73,42
Total		9904,11

Tabla 5.7
Pago periodo 2002-1

Año 2002

Segundo semestre:

Periodo	Descripción	Pago (\$)
2002-2	A1001-Alimentador 01 (C-1)	10930,05
2002-2	A1002-Alimentador 02 (C-2)	7407,83
2002-2	A1003-Alimentador 03 (C-3)	18,45
2002-2	A1005-Alimentador 05 (C-6)	331,23
2002-2	A1006-Alimentador 06 (C-7A)	3802,50
2002-2	A1008-Alimentador 08 (C-11)	1905,78
2002-2	A1009-Alimentador 09 (C-12A)	1813,95
2002-2	A1095-Alim. 01 - Castilla	953,30
2002-2	A1096-Alim. 03 - Castilla	2657,80
2002-2	A1930-Alimentador 86 (C-12A)	1106,40
2002-2	A1931-Alimentador 87	0,00
2002-2	A1934-Alim. 12B - Castilla	4821,85
Total		35749,14

Tabla 5.8
Pago periodo 2002-2

Año 2003

Primer semestre:

Periodo	Descripción	Pago (\$)
2003-1	A1001-Alimentador 01 (C-1)	9147,66
2003-1	A1002-Alimentador 02 (C-2)	2940,29
2003-1	A1003-Alimentador 03 (C-3)	1186,47
2003-1	A1005-Alimentador 05 (C-6)	4252,43
2003-1	A1006-Alimentador 06 (C-7A)	5405,25
2003-1	A1009-Alimentador 09 (C-12A)	2114,23
2003-1	A1095-Alim. 01 - Castilla	425,48
2003-1	A1096-Alim. 03 - Castilla	2168,49
2003-1	A1930-Alimentador 86 (C-12A)	1012,26
2003-1	A1931-Alimentador 87	2076,12
2003-1	A1934-Alim. 12B - Castilla	4806,49
Total		35535,17

Tabla 5.9
Pago periodo 2003-1

Año 2003

Segundo semestre:

Periodo	Descripción	Pago (\$)
2003-2	A1001-Alimentador 01 (C-1)	16549,70
2003-2	A1002-Alimentador 02 (C-2)	393,38
2003-2	A1003-Alimentador 03 (C-3)	5247,37
2003-2	A1005-Alimentador 05 (C-6)	2122,08
2003-2	A1006-Alimentador 06 (C-7A)	13056,65
2003-2	A1008-Alimentador 08 (C-11)	2241,52
2003-2	A1009-Alimentador 09 (C-12A)	7174,26
2003-2	A1095-Alim. 01 - Castilla	29,43
2003-2	A1096-Alim. 03 - Castilla	970,56
2003-2	A1930-Alimentador 86 (C-12A)	547,26
2003-2	A1931-Alimentador 87	1696,22
2003-2	A1934-Alim. 12B - Castilla	8485,52
Total		58513,95

Tabla 5.10
Pago periodo 2003-2

Año 2004

Primer semestre:

Periodo	Descripción	Pago (\$)
2004-1	A1001-Alimentador 01 (C-1)	7440,09
2004-1	A1002-Alimentador 02 (C-2)	9962,14
2004-1	A1003-Alimentador 03 (C-3)	2242,83
2004-1	A1005-Alimentador 05 (C-6)	36,89
2004-1	A1006-Alimentador 06 (C-7A)	4068,79
2004-1	A1008-Alimentador 08 (C-11)	8140,07
2004-1	A1009-Alimentador 09 (C-12A)	4530,17
2004-1	A1095-Alim. 01 - Castilla	15,52
2004-1	A1096-Alim. 03 - Castilla	1566,36
2004-1	A1930-Alimentador 86 (C-12A)	411,43
2004-1	A1931-Alimentador 87	518,46
2004-1	A1934-Alim. 12B - Castilla	15,88
Total		38948,63

Tabla 5.11
Pago periodo 2004-1

Año 2004

Segundo semestre:

Periodo	Descripción	Pago (\$)
2004-2	A1001-Alimentador 01 (C-1)	6642,24
2004-2	A1002-Alimentador 02 (C-2)	2371,69
2004-2	A1003-Alimentador 03 (C-3)	2649,23
2004-2	A1005-Alimentador 05 (C-6)	22,63
2004-2	A1006-Alimentador 06 (C-7A)	20606,47
2004-2	A1008-Alimentador 08 (C-11)	153,17
2004-2	A1009-Alimentador 09 (C-12A)	5914,82
2004-2	A1095-Alim. 01 - Castilla	2,89
2004-2	A1096-Alim. 03 - Castilla	491,22
2004-2	A1930-Alimentador 86 (C-12A)	238,01
2004-2	A1931-Alimentador 87	347,21
2004-2	A1934-Alim. 12B - Castilla	42,25
Total		39481,83

Tabla 5.12
Pago periodo 2004-2

En la siguiente tabla se resumen los pagos realizados por la Empresa en los semestres desde 2001-1 hasta 2004-2.

Aplicando los cálculos realizados en los puntos 5.3.3. y 5.3.4. el ahorro en dichos periodos pudo haber sido aproximadamente los siguientes:.

N°	Periodo	Pago (\$)	50% Pago (\$) (ahorro)
1	2001-1	6357,74	3178,87
2	2001-2	2554,2	1277,10
3	2002-1	9904,11	4952,05
4	2002-2	35749,14	17874,57
5	2003-1	35535,17	17767,58
6	2003-2	58513,95	29256,97
7	2004-1	38948,63	19474,31
8	2004-2	39481,83	19740,91

Tabla 5.13
Resumen de pagos

El siguiente grafico muestra la tendencia creciente de los pagos por concepto de multas tomando en cuenta los datos desde el periodo 4 hasta el 8, la misma tendencia se mostraría en el caso del ahorro por aplicar el proyecto, debido a que el cálculo del monto ahorrado es proporcional al gasto.

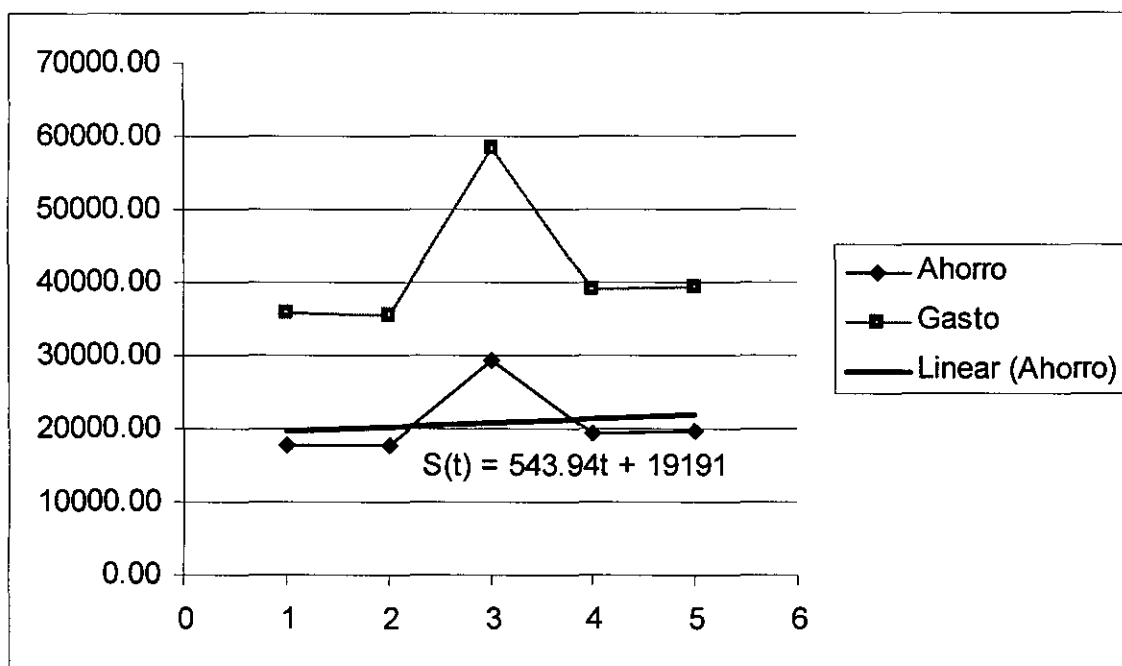


Figura 5.5
Gráfico Gasto, ahorro y S(t)

La función lineal $S(t)$ del ahorro proyectado se muestra en la figura 5.5 y es la siguiente:

$$S(t) = 543.94t + 19191$$

Donde "t" representa al los semestres:

Semestre 2001-1 con "t = 1"

El cálculo proyectado del ahorro para los diez semestres siguientes a la aplicación del proyecto se muestra en la siguiente tabla:

Periodo "t"	Periodo	S(t)
14	2007-1	\$26,806.16
15	2007-2	\$27,350.10
16	2008-1	\$27,894.04
17	2008-2	\$28,437.98
18	2009-1	\$28,981.92
19	2009-2	\$29,525.86
20	2010-1	\$30,069.80
21	2010-2	\$30,613.74
22	2011-1	\$31,157.68
23	2011-2	\$31,701.62

Tabla 5.14
Ahorro proyectado en los siguientes 5 años.

Nuestro proyecto se aplicaría desde el semestre 2007-1, por lo que el periodo "t = 14" pasará a ser el periodo inicial "t = 0"

La Vida útil de los equipos esta calculada en 5 años o diez semestres con un valor residual del 5% del costo inicial

Costo de equipos: \$157,025.00

Valor Residual: \$7,851.25

5.4.4.- AHORRO EN OPERACIÓN

Mediante la aplicación del proyecto es posible disminuir distintos recursos involucrados en el trabajo con los seccionadores y recloser ubicados en las líneas de distribución de energía eléctrica, tales como:

- Disminución del personal que interviene al reponer un seccionador
- Disminución del tiempo promedio de demora en ubicación el equipo.
- Disminución del costo de herramientas o equipos.

Lo que equivale aproximadamente al costo de una cuadrilla en el campo.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO MENSUAL	COSTO SEMESTRAL
OPERADOR DE CENTRO DE CONTROL	9	\$4,050.00	\$24,300.00
SEGURO DE PERSONAL DE CENTRO DE CONTROL	3	\$200.00	\$1,200.00
TÉCNICO DE CAMPO	9	\$2,700.00	\$16,200.00
MOVILIDAD	1	\$1,500.00	\$9,000.00
SEGURO DE TÉCNICOS DE CAMPO	9	\$270.00	\$1,620.00
Ahorro			\$52,320.00

Tabla 5.15
Ahorro en operación

Debido a la realización del sistema de control de subestación de potencia por la Empresa distriluz, los costos de operación del nuevo sistema de control de la red de distribución ya habrían sido cubiertos parcialmente, debido a que ya se encuentra trabajando un operador de turno en el centro de control con

todos los gastos colindantes que esto implica, al cual se le anexaría el trabajo de monitorear la red de distribución de energía eléctrica en media tensión.

En forma de resumen se presenta la siguiente tabla con valores de los costos y ahorros en los 10 semestres de duración del proyecto.

t	Ingresos			Egresos		Flujo de caja
	valor residual	ahorro en operación	ahorro por multa	costo de inversión	costo de operación	
0	-	-	-	\$181,193.25	-	-\$181,193.25
1	-	\$52,320.00	\$26,806.16	-	\$23,940.00	\$55,186.16
2	-	\$52,320.00	\$27,350.10	-	\$23,940.00	\$55,730.10
3	-	\$52,320.00	\$27,894.04	-	\$23,940.00	\$56,274.04
4	-	\$52,320.00	\$28,437.98	-	\$23,940.00	\$56,817.98
5	-	\$52,320.00	\$28,981.92	-	\$23,940.00	\$57,361.92
6	-	\$52,320.00	\$29,525.86	-	\$23,940.00	\$57,905.86
7	-	\$52,320.00	\$30,069.80	-	\$23,940.00	\$58,449.80
8	-	\$52,320.00	\$30,613.74	-	\$23,940.00	\$58,993.74
9	-	\$52,320.00	\$31,157.68	-	\$23,940.00	\$59,537.68
10	\$7,851.25	\$52,320.00	\$31,701.62	-	\$23,940.00	\$67,932.87

Tabla 5.16
Flujo de caja

5.4.5.- VALOR PRESENTE NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO

El Valor Presente Neto es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a valores de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos. Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

La tasa interna de Retorno: Este método consiste en encontrar una tasa de interés en la cual se cumplen las condiciones buscadas en el momento de iniciar o aceptar un proyecto de inversión.

La Tasa Interna de Retorno es aquélla tasa que está ganando un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto. En la medida de las condiciones y alcance del proyecto estos deben evaluarse de acuerdo a sus características.

Para el cálculo de la tasa semestral en moneda extranjera se ha tomado la información disponible en la página web de la Superintendencia de Banca y Seguro mostrada a continuación en la tabla 5.17 referente a las tasas de interés promedio del Sistema Bancario

Tasas activas anuales de las operaciones realizadas en los últimos 30 días útiles por tipo de crédito al 04/05/2006

	COMERCIAL	MICROEMPRESAS ²	CONSUMO ³	HIPOTECARIO
Moneda Nacional	9.63%	42.10%	38.99%	10.02%
Moneda Extranjera	9.29%	26.40%	18.20%	9.92%

Tabla 5.17
Tasas activas anuales

Referencia: www.sbs.gob.pe/portalsbs/TipoTasa/TasaDiaria_6.asp

La tasa de interés anual “ i_a ” corresponde a 9.29% por ser del tipo comercial y en moneda extranjera según Tabla 5.17

La tasa de interés semestral “ i_s ” es la siguiente:

$$i_s = (1 + i_a)^{1/n} - 1$$

donde “ $n = 2$ ” es el numero de capitalizaciones al año

$$i_s = 4.54\%$$

Hallamos el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR)

t	Flujo de caja	Tasa de interés " i_s "	VPN por periodo
0	-\$181,193.25		-\$181,193.25
1	\$55,186.16	4.54%	\$52,788.58
2	\$55,730.10	4.54%	\$50,992.86
3	\$56,274.04	4.54%	\$49,253.54
4	\$56,817.98	4.54%	\$47,569.10
5	\$57,361.92	4.54%	\$45,938.06
6	\$57,905.86	4.54%	\$44,358.95
7	\$58,449.80	4.54%	\$42,830.34
8	\$58,993.74	4.54%	\$41,350.83
9	\$59,537.68	4.54%	\$39,919.03
10	\$67,932.87	4.54%	\$43,569.02
Valor Presente Neto			\$277,377.06

Tabla 5.18
Valor Presente Neto

El valor actual neto del proyecto es positivo

$$\text{VPN} = \$277,377.06$$

Cálculo la Tasa Interna de Retorno

t	Saldo	valor presente neto por periodo	TIR
0	-\$181,193.25	-\$181,193.25	
1	\$55,186.16	\$42,824.79	28.87%
2	\$55,730.10	\$33,559.84	28.87%
3	\$56,274.04	\$26,296.82	28.87%
4	\$56,817.98	\$20,603.73	28.87%
5	\$57,361.92	\$16,141.68	28.87%
6	\$57,905.86	\$12,644.82	28.87%
7	\$58,449.80	\$9,904.63	28.87%
8	\$58,993.74	\$7,757.58	28.87%
9	\$59,537.68	\$6,075.43	28.87%
10	\$67,932.87	\$5,379.35	28.87%
para VPN aprox 0		-\$4.59	

Tabla 5.19
Tasa Interna de Retorno

La TIR para un VPN aproximadamente cero es:

$$\text{TIR} = 28.87\%$$

Debido a que el VPN es mayor a cero y el TIR es mayor a la tasa de interés se puede concluir que el proyecto es rentable.



Como conclusión del análisis, y en función de las hipótesis planteadas, la reducción de la multa por interrupciones respecto de la situación inicial es del 90%. Si comparamos con la situación donde se cuenta con el recierre al inicio de cada alimentador y se tiene solo la apertura hipotética en el 20% de los casos, se logrará una disminución del 50% de dicho valor, lo que justifica la inversión en el equipamiento y telecontrol de la red.

Mediante la proyección de los costos y ahorros logrados por la aplicación del proyecto y el análisis económico de los valores se pudo llegar a la conclusión de que el proyecto es rentable.

CONCLUSIONES

El SCADA descrito es una poderosa herramienta que combina varios mecanismos de supervisión y control de variables eléctricas. El uso de estas herramientas en conjunto permite tener una visión más clara de la situación y permite obtener resultados mejorados que se acercan más a la realidad esperada.

El Sistema final, además de proyectar el estado en tiempo real de las redes de distribución de energía eléctrica, también está en capacidad modificar la topología de la red.

Para los casos de distribuidores de energía con distintas topologías y utilizando estadísticas de fallas ocurridas en el sistema, es posible asegurar que en la mayoría de los casos es viable disminuir al mínimo el tiempo requerido para determinar la ubicación del elemento accionado, con lo que se reduce el tiempo total de interrupción y por lo tanto se mejoran los índices de calidad de servicio técnico, y gracias a la filosofía del sistema, su capacidad de expansión resulta casi infinita.

La aplicación del proyecto implica un casi inmediato retorno de la inversión mediante la reducción de sanciones y reducción de costos del personal de campo.

RECOMENDACIONES

Se recomienda seguir con la filosofía de aplicación de sistemas de última generación y abiertos para obtener un mayor potencial de cumplimiento del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- User's Guide PLC Programming Support on Station MANAGER
STATION MANAGER
Telegyr Systems, Inc.

- TG5700 RTU Assembly and Detail Drawings
STATION MANAGER
Telegyr Systems, Inc.

- TG5700 RTU Technical Manual
STATION MANAGER
Telegyr Systems, Inc.

- TG5700 RTU Mapping Capabilities Document
STATION MANAGER
Telegyr Systems, Inc.

- TG5700 RTU Installation and Maintenance Manual
STATION MANAGER
Telegyr Systems, Inc.

- 9200 Serial Communications Protocol and ION
Modbus Register Map
Siemens Energy & Automation.

- DNP V3:00 Data Object Library
DNP Users Group
Malcolm Smith/Michael Copps
Associated Software Release: DNP V3.00

- Modbus Protocol, Reference Guide
MODICON, Inc., Industrial Automation Systems

- Unidad de Protección para Distribución ABB 2000R
Manual de Instrucciones
Substation Automation and Protection
ABB Inc.

- Dpu2000/1500r/2000r Dnp 3.0 Automation
Technical Guide
TG 7.11.1.7-50
Version 2.3

- Norma: MEM/DEP - 311

Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de líneas y redes primarias

Ministerio De Energía Y Minas

- Atlas Minería y Energía en el Perú 2001

Ministerio de Energía y Minas

- Norma: MEM/DEP - 312

Especificaciones técnicas de montaje para líneas y redes primarias

Ministerio De Energía Y Minas

- Distancias equivalentes y diagramas unifcarios de transmisión secundaria de los sistemas de distribución eléctrica al 31/12/2002

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

Quinta Edición: Diciembre 2002

- Memoria Anual 2004

Electronoroeste S.A.

Marzo 2005

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 CLIENTES POR UNIDAD DE NEGOCIO	16
TABLA 1.2 ATENCIÓN DE RECLAMOS	17
TABLA 4.1 LISTADO DE SECCIONAMIENTOS TELECONTROLADOS	80
TABLA 4.2 SEÑALES SIMPLES DE ESTADO	91
TABLA 4.3 SEÑALES DOBLES DE ESTADO	91
TABLA 4.4 SEÑALES INTERMEDIAS	91
TABLA 4.5 ALARMAS POR EQUIPO	92
TABLA 4.6 COMANDOS SIMPLES	93
TABLA 4.7 COMANDOS DOBLES	93
TABLA 4.8 SEÑALES ANALÓGICAS POR EQUIPO	94
TABLA 5.1 DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS	118
TABLA 5.2 COSTO DE INVERSIÓN	125
TABLA 5.3 COSTO DE OPERACIÓN	126
TABLA 5.4 ALIMENTADORES TELE-CONTROLADOS:	127
TABLA 5.5 PAGO PERIODO 2001-1	128
TABLA 5.6 PAGO PERIODO 2001-2	129

TABLA 5.7 PAGO PERIODO 2002-1	130
TABLA 5.8 PAGO PERIODO 2002-2	131
TABLA 5.9 PAGO PERIODO 2003-1	132
TABLA 5.10 PAGO PERIODO 2003-2	133
TABLA 5.11 PAGO PERIODO 2004-1	134
TABLA 5.12 PAGO PERIODO 2004-2	135
TABLA 5.13 RESUMEN DE PAGOS	136
TABLA 5.14 AHORRO PROYECTADO EN LOS SIGUIENTES 5 AÑOS.	138
TABLA 5.15 AHORRO EN OPERACIÓN	139
TABLA 5.16 FLUJO DE CAJA	140
TABLA 5.17 TASAS ACTIVAS ANUALES	142
TABLA 5.18 VALOR PRESENTE NETO	143
TABLA 5.19 TASA INTERNA DE RETORNO	144

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 MAPA DE LAS UNIDADES DE NEGOCIOS	16
FIGURA 2.1 DIAGRAMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO	23
FIGURA 2.2 CABLE COAXIAL	27
FIGURA 2.3 CABLE PAR TRENZADO	28
FIGURA 2.4 BANDAS DE FRECUENCIA DE SISTEMAS INALÁMBRICOS.	31
FIGURA 2.5 COMUNICACIÓN DEL SCADA	48
FIGURA 3.1 SISTEMA RADIAL	54
FIGURA 3.2 SISTEMA ARBORESCENTE	54
FIGURA 3.3 SISTEMA MALLADO	56
FIGURA 4.2 CANALES DE STATION MANAGER	104
FIGURA 4.3 PINOUT CH 1, 2 Y 3	107
FIGURA 4.4 PANTALLA 01 DE CONFIGURACIÓN CMP	109
FIGURA 4.5 PANTALLA 02 DE CONFIGURACIÓN CMP	110
FIGURA 4.6 PANTALLA 03 DE CONFIGURACIÓN CMP	111
FIGURA 4.7 PANTALLA 04 DE CONFIGURACIÓN CMP	111
FIGURA 4.8 PANTALLA 05 DE CONFIGURACIÓN CMP	113

FIGURA 4.9 PANTALLA 06 DE CONFIGURACIÓN CMP	114
FIGURA 5.1 CONDICIÓN INICIAL	119
FIGURA 5.2 AGREGANDO RECIERRE	120
FIGURA 5.3 AGREGANDO RECONECTADOR AL 50%	121
FIGURA 5.4 AGREGANDO ALIMENTACIÓN ALTERNATIVA TELECONTROLADA	122
FIGURA 5.5 GRÁFICO GASTO, AHORRO Y S(T)	137

ANEXOS

SISTEMA DE TELECONTROL DE SECCIONAMIENTOS

LISTA DE SEÑALES

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
1	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	50
2	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	51
3	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	ABIERTO/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACIÓN DOBLE	IND	150
4	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	600
5	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	601
6	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	602
7	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	603
8	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	604
9	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	605
10	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	606
11	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	607
12	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	608
13	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	609
14	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	610
15	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	611
16	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	612
17	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	613
18	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	614
19	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	615
20	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTAOR DE EVENTOS	MEA	616
21	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2170
22	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2500
23	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2501
24	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2502
25	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2503
26	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL SFS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2504
27	CASTILLA	Secc. Av Cto Alag'ra - Estado M.Grau	S_CIROA_ESTADIO	1	SECC CON MANDO	RECIERRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2505

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SÍMBOLO	DIRECCION RTU
28	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	52
29	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	53
30	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	ABERTOCERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	INDICACION DOBLE	IND	151
31	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	620
32	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	621
33	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	622
34	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	623
35	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	624
36	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	625
37	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	626
38	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	627
39	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	628
40	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	629
41	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	630
42	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	631
43	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	632
44	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	633
45	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	634
46	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	635
47	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	636
48	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2171
49	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2510
50	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2511
51	CASTILLA	Secc. Enlace 1065 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2512
52	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2513
53	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL 8P8	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2514
54	CASTILLA	Secc. Enlace 1066 con 01 Inazola Independencia	S_1RAZOLA_INDEPENDEN	2	SECC CON MANDO	RECIBIR ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2515

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
55	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	54
56	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	55
57	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	ABRIR/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	132
58	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	640
59	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	641
60	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	642
61	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	643
62	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	TENSION FASE RT	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	644
63	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	645
64	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	646
65	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	647
66	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	648
67	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	649
68	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	650
69	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	651
70	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	652
71	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	653
72	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	654
73	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	655
74	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	656
75	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2172
76	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2520
77	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2521
78	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2522
79	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2523
80	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2524
81	CASTILLA	Seccion, Av Progreso Unidad del Trabajo	S_PROGRESO_IGLE_TRANS	3	SECC CONMANDO	RECIERRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2525

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
82	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	56
83	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	57
84	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 06 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	ABIERTO/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	163
85	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	730
86	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	731
87	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	732
88	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	733
89	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 06 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	734
90	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	735
91	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	736
92	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	737
93	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 06 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	738
94	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 06 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	739
95	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	770
96	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	771
97	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	772
98	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 07 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	773
99	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	774
100	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	775
101	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	776
102	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 06 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2173
103	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2530
104	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 06 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2531
105	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 06 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2532
106	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	SECTOR LOCAL REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2533
107	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2534
108	CASTILLA	Seco. Enlace 1934 con 02 Terna con Puno	S_TACNA_PUNO	4	SECC CON MANDO	RECIERRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2535

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
109	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	53
110	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	59
111	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	ABIERTO/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BIT's	INDICACION DOBLE	IND	154
112	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	660
113	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	661
114	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	662
115	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	TENSION FASE R S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	663
116	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	664
117	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	665
118	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	666
119	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	667
120	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	668
121	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	669
122	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	670
123	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	681
124	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	682
125	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	683
126	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	684
127	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	695
128	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	696
129	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2174
130	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2540
131	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2541
132	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2542
133	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	SECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2543
134	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2544
135	CASTILLA	Seco. Entesa 1934 con 01 Tony's	S_TONY'S	5	RECLOSER	RECIERRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2545

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
136	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	80
137	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	81
138	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	ABERTOCERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	155
139	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	700
140	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	701
141	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	702
142	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	703
143	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	704
144	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	705
145	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	706
146	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	707
147	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	708
148	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	709
149	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	710
150	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	711
151	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	712
152	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	713
153	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	714
154	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	715
155	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	718
156	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2550
157	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2175
158	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2551
159	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2552
160	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2553
161	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	8	RECLOSER	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2554
162	CASTILLA	Secc. UNP	S_UNP	6	RECLOSER	RECIERRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2555

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
163	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	90
164	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	91
165	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	190
166	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	600
167	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	601
168	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	602
169	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	603
170	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	604
171	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	605
172	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	606
173	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	607
174	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	608
175	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	609
176	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	610
177	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	611
178	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	612
179	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	613
180	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	614
181	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	615
182	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	618
183	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2170
184	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2500
185	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2501
186	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2502
187	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2503
188	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2504
189	PICENTRO	Secc. Enlace alm-02 y 03 Esg. America Telsidón	S_AMERICATV	1	SECC CON MANDO	RECIERRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2505

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SFP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
180	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	82
191	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	83
192	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	181
193	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	620
194	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	621
195	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	622
196	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE R3	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	623
197	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	624
198	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	625
199	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	626
200	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	627
201	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	628
202	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	629
203	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	630
204	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	631
205	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	632
206	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	633
207	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	634
208	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	635
209	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	636
210	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2171
211	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2510
212	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2511
213	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2512
214	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2513
215	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL SFG	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2514
216	PICENTRO	Secc. Enlace CHULUCANAS - SANTA ROSA	S_CHULUCANAS_STAROSA	2	SECC CON MANDO	RECIBIERE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2515

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
217	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	54
218	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	55
219	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DORLE	IND	122
220	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	640
221	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	641
222	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	642
223	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	TENSION FASE R8	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	643
224	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	644
225	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	645
226	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	646
227	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	647
228	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	648
229	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	649
230	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	650
231	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	651
232	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	652
233	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	653
234	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	654
235	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	655
236	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	656
237	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2172
238	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2520
239	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2521
240	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2322
241	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2523
242	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2524
243	PICENTRO	Seco. Av. Chonvileadín - Guimán	S_CIRCUNVALA_GULMAN	3	SECC CON MANDO	RECIBIERE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2525

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
244	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 09 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	56
245	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 09 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	57
246	PICENTRO	Secc. Enlace P6 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	ABIERTO/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	153
247	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 09 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	600
248	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	601
249	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	602
250	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	603
251	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	604
252	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 06 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	605
253	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	606
254	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	607
255	PICENTRO	Secc. Enlace P6 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	608
256	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	609
257	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	610
258	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	611
259	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	612
260	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 06 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	613
261	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	614
262	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	615
263	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	616
264	PICENTRO	Secc. Enlace P6 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2175
265	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 06 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRE CORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2530
266	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRE CORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2531
267	PICENTRO	Secc. Enlace P6 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2532
268	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 06 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2533
269	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 03 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2534
270	PICENTRO	Secc. Enlace P5 - 06 Circunvalación - Marzavilla	S_CIRCUNVALA_MARCAVEL	4	SECC CON MANDO	RECIBIERE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2535

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
271	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	58
272	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	59
273	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	ABIERTO/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	164
274	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	600
275	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	601
276	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	602
277	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	603
278	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	604
279	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	105
280	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	106
281	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	907
282	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	908
283	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	909
284	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	540
285	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	601
286	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	602
287	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	623
288	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	134
289	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	625
290	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	626
291	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2174
292	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2540
293	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2541
294	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2542
295	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2543
296	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2544
297	PICENTRO	Secc. Chounvelacón - San Pedro	S_CIRCUNVALA_SANPEDRO	5	SECC CON MANDO	RECIERRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2545

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
298	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	R_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	ABRIRCERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	80
299	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	R_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	ABRIRCERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	81
300	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	ABRIETOCERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	153
301	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	700
302	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	701
303	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	702
304	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	703
305	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	704
306	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	705
307	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	706
308	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	707
309	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	708
310	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	709
311	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	710
312	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	711
313	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	712
314	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	713
315	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	714
316	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	715
317	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	718
318	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2175
319	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	INC	2550
320	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2551
321	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2552
322	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2553
323	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2554
324	PICENTRO	SECC. COMISARIA CATACAOS	S_COMISARIA_CATACAOS	0	RECLOSER	RECIERRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2555
325	PICENTRO	La Legua I - Simbila	R_LaLeguaI_Simbila	7	RECLOSER	ABRIRCERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	82

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SÍMBOLO	DIRECCION RTU
320	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	R_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	63
327	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	ABERTOCERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	156
328	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	720
329	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	721
330	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	722
331	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	TENSION FASE R8	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	723
332	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	724
333	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	725
334	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	726
335	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	727
336	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	728
337	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	729
338	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	730
339	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	731
340	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	732
341	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	733
342	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	734
343	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	735
344	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	736
345	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2176
346	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2580
347	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2601
348	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2602
349	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2603
350	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	BAJO NIVEL SFI	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2604
351	PICENTRO	La Laguna I - Simbala	S_LALEGUA_SIMBALA	7	RECLOSER	RECIBIRRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2605

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SÍMBOLO	DIRECCION RTU
352	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	R_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	84
353	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	R_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	85
354	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	ABIERTO/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITs	INDICACION DOBLE	IND	157
355	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	760
356	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	761
357	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	762
358	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	763
359	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	764
360	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	765
361	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	766
362	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	767
363	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	768
364	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	769
365	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	760
366	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	761
367	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	762
368	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	763
369	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	764
370	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	765
371	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	766
372	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2177
373	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2570
374	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2571
375	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	SECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2572
376	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2573
377	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER	RECIBIERE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2574
378	PICENTRO	Seco. Los Algarrobos	S_LOSALGARROBOS	8	RECLOSER		ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2575

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

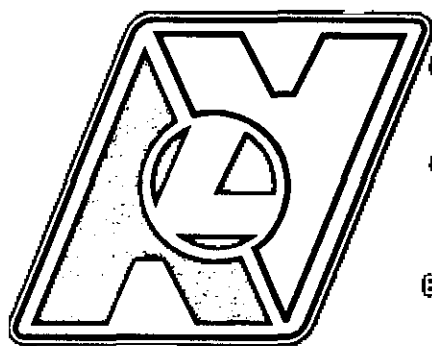
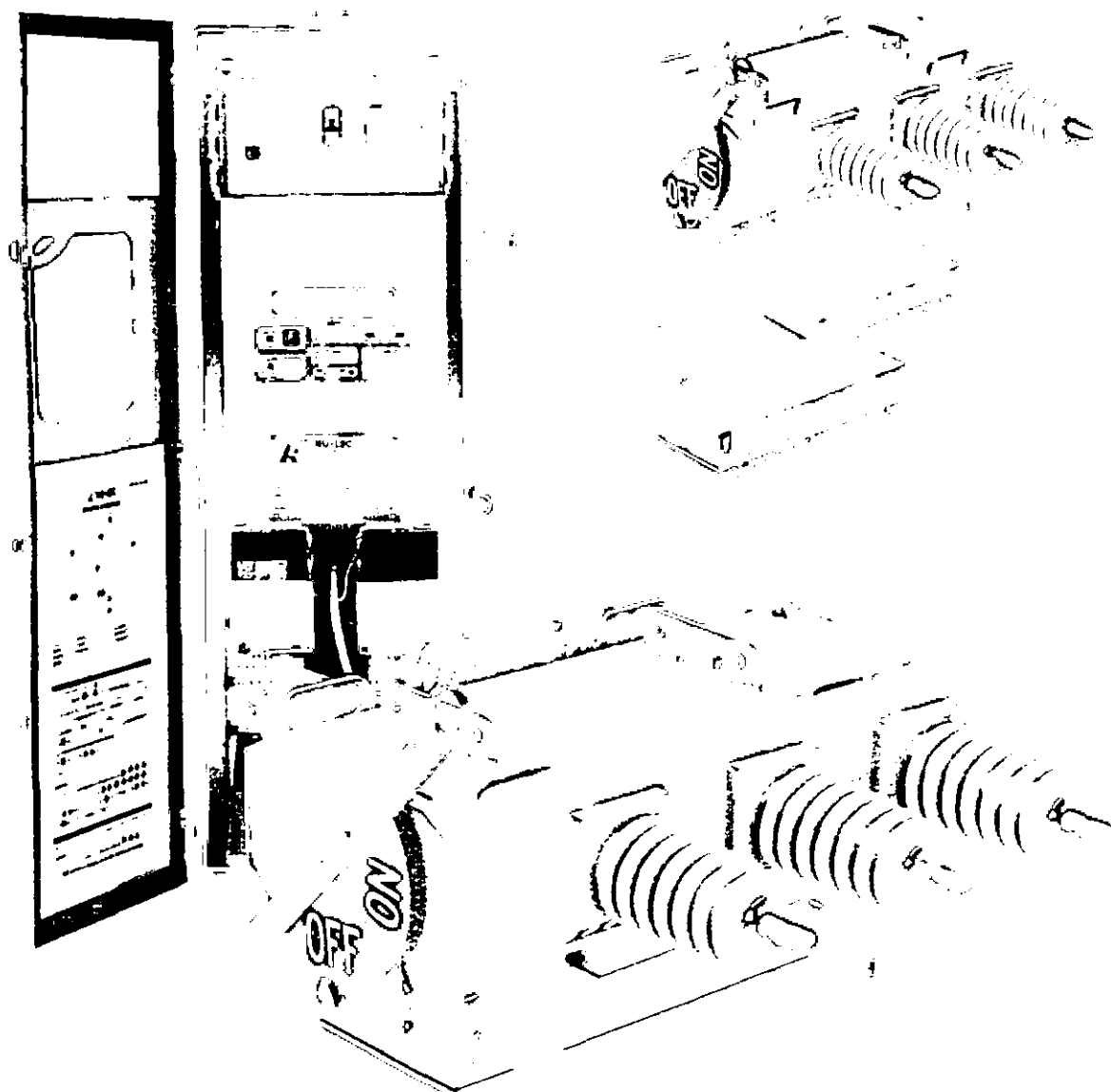
N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
379	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	86
380	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	87
381	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	ABIERTO/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	158
382	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	800
383	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	801
384	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	802
385	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	803
386	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	804
387	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	805
388	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	806
389	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	807
390	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	808
391	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	809
392	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	810
393	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	811
394	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	812
395	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	813
396	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	814
397	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	815
398	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	PUNTAJADOR DE EVENTOS	MEA	818
399	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2178
400	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2580
401	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2581
402	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2582
403	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2583
404	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2584
405	PICENTRO	Seco. Enlace del 87 con el 5 Marcavelica - Oruñ	S_MARCAVELICA_GRAU	9	SECC CON MANDO	RECIBIERE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2585

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SIMBOLO	DIRECCION RTU
406	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	08
407	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	09
408	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	ABIERTO/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	159
409	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	820
410	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	821
411	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	822
412	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	TENSION FASE R3	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	823
413	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	824
414	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	825
415	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	826
416	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	827
417	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	828
418	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	829
419	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	830
420	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	831
421	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	832
422	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	833
423	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	834
424	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	835
425	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTADOR DE EVENTOS	MEA	836
426	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2179
427	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2590
428	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2591
429	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2592
430	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2593
431	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2594
432	PICENTRO	AV-Suliana-El Museo	S_MUSEO	10	SECC CON MANDO	RECIBIERE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2595

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION - ELECTRONOROESTE SA
LISTADO DE SEÑALES DETALLADO

N°	SEP (RTU)	EQUIPO	NOMBRE DE EQUIPO	DIRECCION DE EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL	DETALLE DE SEÑAL	SÍMBOLO	DIRECCION RTU
433	PICENTRO	Seco. San Ramón	R_SANRAMON	11	RECLOSER	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO ABRIR	CMD	70
434	PICENTRO	Seco. San Ramón	R_SANRAMON	11	RECLOSER	ABRIR/CERRAR	SALIDA DE CONTROL	COMANDO CERRAR	CMD	71
435	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	ABIERTO/CERRADO	ENTRADA DIGITAL DE 2 BITS	INDICACION DOBLE	IND	180
436	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	TENSION FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	840
437	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	TENSION FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	841
438	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	TENSION FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	842
439	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	TENSION FASE RS	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	843
440	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	TENSION FASE ST	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	844
441	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	TENSION FASE TR	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	845
442	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	CORRIENTE FASE R	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	846
443	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	CORRIENTE FASE S	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	847
444	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	CORRIENTE FASE T	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	848
445	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	POTENCIA ACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	849
446	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	POTENCIA REACTIVA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	850
447	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	POTENCIA APARENTE	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	851
448	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	FACTOR DE POTENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	852
449	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	FRECUENCIA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	853
450	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	TENSION DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	854
451	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	CORRIENTE DE FALLA	ENTRADA ANALOGICA	MEDIDA	MEA	855
452	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	NUMERO DE ACCIONAMIENTOS	ENTRADA ANALOGICA	CONTAADR DE EVENTOS	MEA	858
453	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	HEALTH STATUS	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ESTADO DE EQUIPO	IND	2180
454	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE FASE	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2800
455	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	DISPARO SOBRECORRIENTE A TIERRA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2801
456	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	BATERIA BAJA	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2802
457	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	SELECTOR LOCAL/REMOTO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2803
458	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	BAJO NIVEL SF6	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2804
459	PICENTRO	Seco. San Ramón	S_SANRAMON	11	RECLOSER	RECIERRE ACTIVADO	ENTRADA DIGITAL DE 1 BIT	ALARMA	IND	2805



**NU LEC
INDUSTRIES**

A SCHNEIDER ELECTRIC COMPANY

ELECTRICAL SWITCHGEAR ENGINEERS AND
AUTOMATION SPECIALISTS

RL-Series pole mounted load break switch / sectionaliser

The Nu-Lec Industries RL27 pole mounted gas insulated load break switch is available in manual and automatic models. The automatic model can be configured as a remotely controlled switch, or as a sectionaliser. These automatic switches provide the features of traditional load break switches and sectionalisers, plus the benefits of an up to date design optimised for automation, remote control and monitoring, now or in the future.

The development of these new products was driven by customer demand for improved return on capital investment in the distribution network. After carefully evaluating customers needs, the Nu-Lec Industries RL27 was developed to achieve optimum performance and reliability, making use of the very latest in available technology in SF₆ arc interruption and microelectronics. The result is a competitive world class product of which we are justly proud.

Today, your customers, the electricity consumers, are demanding reduced outages, and lower tariffs. We at Nu-Lec Industries are continually working to provide advanced equipment needed for tomorrow's competitive electricity distribution system.

In the past, distribution equipment such as load break switches has been purchased only to support load growth. Now by using this technologically advanced equipment, operating costs will be reduced and revenue will be increased through better management of existing plant.

In addition to pole mounted load break switches and sectionalisers, Nu-Lec Industries also manufactures a range of remotely controlled and monitored 12kV, 24kV and 36kV automatic circuit reclosers (circuit breakers), and remote control and monitoring software. This product family is a complete solution for distribution system automation.

Reduced Purchase Cost

- The RL27 is offered in a modular concept that allows you to purchase a basic switch and upgrade it in the future to achieve remote control or automation depending on which model you choose.
- Remote terminal unit (RTU) and modem is included in the standard equipment for the automated switch. No additional RTU, modem, radio power supply, batteries, wiring, connectors or enclosures are required.

Reduced Installation Costs

- For the 15kV product bare terminals are provided and for the 27kV product a 400A insulated cable tail kit.
- A cross arm mounting bracket is provided in the standard package.
- Commissioning of the unit is simple. Configuration of the automated switch is menu driven from the Operator Control Panel in the control cubicle (if ordered).

Reduced Operating Costs

- In the case of sectionalisers, the integral current sensing logic provides fast isolation of the fault, reducing damage.
- The automatic load break switch or sectionaliser constantly monitors line current, without the need for additional statistical measurement devices. This data can then be used for forward planning and optimisation of existing plant. This will reduce distribution system losses.
- Long Lifetime, low maintenance equipment reduces lifetime cost.

Remote Control & Monitoring

When used with a compatible Distribution Automation System (DSA), or SCADA system, the Nu-Lec Industries pole mounted load break switches and sectionalisers, support remote control and monitoring to provide the following advantages:

- Information on load break switch and sectionaliser states and fault current values transmitted to system control allows fast location of the faulted line section which reduces travelling time of line crews.
- This same information allows informed remote switching which reduces the affected area, and quickly restores supply, thus improving quality of supply.
- The load break switch and sectionalisers can be configured and settings managed from system control, without technicians having to visit each individual device in the field, to change configuration settings, with consequent reduction in staffing, and improved system integrity.

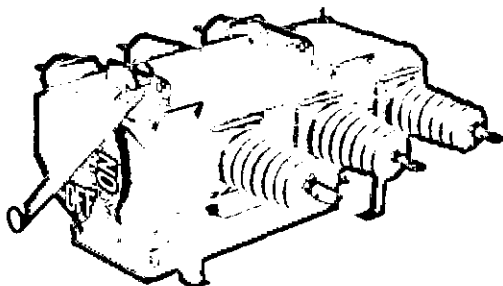
Increased Revenue

- Supply can be quickly restored to unaffected areas, which results in less outage time and therefore increased revenue.

Deferred Capital Works

- Remotely controlled and monitored load break switches and sectionalisers give an improved knowledge of the system, and improved system control. Feeder and substation load can then be remotely managed and switched, providing cross re-inforcement of substations, and improving utilisation of existing plant. Purchase of new plant can most likely be deferred for a considerable period of time.

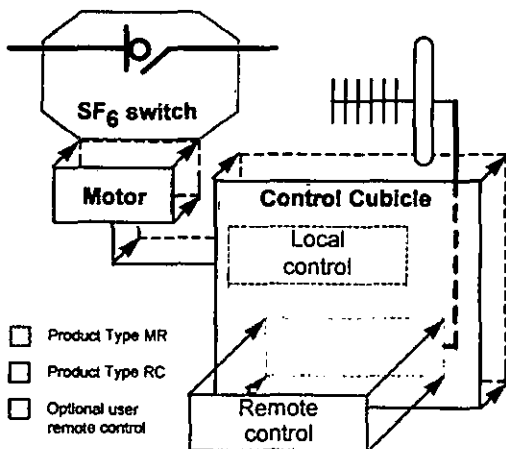
Gas Insulated Switch Overview and Operation



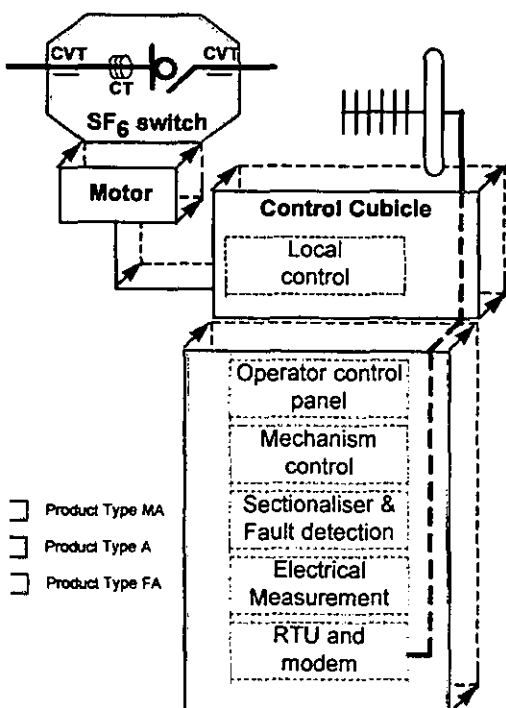
Load Break Switch

Modular design

Product type MR and RC



Product type MA, A and FA



Nu-Lec Industries' range of RL series SF₆ gas switches are designed to meet the growing requirements for oil free, maintenance free, long life, maximum safety and future feeder automation.

The SF₆ gas as the insulating and arc quenching media together with puffing principle ensure the positive breaking of small current, mainly active load current, cable charging current and magnetising current. The extremely short arcing times (within half a cycle) plus tulip type contacts with arc resistant (Cu-W) material ensure the long switching life and extended short circuit making capability.

The interrupters are ganged together and driven by an over-centering spring mechanism. This is operated either manually or by a DC motor in a motor compartment below the tank.

A manual operating arm allows hookstick operation from ground level. By pulling on the appropriate side of the arm the load break switch can be tripped or closed. The mechanism is "operator independent" so that it does not matter how fast or slow the arm is moved by the operator. A motor mechanism is used in feeder automation schemes to facilitate remote control.

Modular design

Product Type MR and RC

Product Type MR comprises an operating mechanism as described above. An optional motor pack can be purchased to upgrade from Product type MR to RC. This allows the unit to be interfaced to a Nu-Lec Industries or third party control cubicle to provide local and/or remote control.

Product Type MA, A and FA

Product type MA comprises an operating mechanism as described above and Current Transformers (CTs) and Capacitive Voltage Transformers (CVTs) are built into the tank. The CTs and CVTs are available for line sensing in Product Type FA. To provide local and/or remote control, an optional motor pack can be purchased to upgrade from Product type MA to A.

Product type FA includes all options. The CTs and CVTs are connected to the control electronics to provide fault detection, line sensing, measurement and sectionaliser functionality. The control cubicle houses the Operator Control Panel, microelectronics and the electronic controller that monitors the load break switch and provides sectionaliser functions. Combined together, the load break switch and control cubicle form a remotely controlled and monitored pole mounted load break switch / sectionaliser.

In Product type FA the control electronics measures the making/breaking current every time the load break switch operates. This measured current is then used to calculate the amount of contact wear each interrupter has suffered and the contact life remaining is reduced accordingly. The remaining contact life is held in the switchgear memory and can be displayed on the Operator Control Panel.

Safe design

In the event of an internal arc fault, a vent on the side of the load break switch ruptures to vent the over-pressure. This eliminates the risk of explosion or detachment from the power pole and since the unit is not oil filled, a major fire hazard is eliminated.

Product Type MA, A and FA includes two additional safety features. Firstly a Low Pressure Interlock which locks the operating mechanism if the gas pressure in the tank drops below a pre-set threshold. Secondly a Mechanical Locking Ring is provided to lock the operating mechanism when the ring is pulled to the lock position using a hookstick. The MR and RC products do not include the gas pressure interlock or mechanical locking ring but does include the over-pressure vent.

Easy Installation

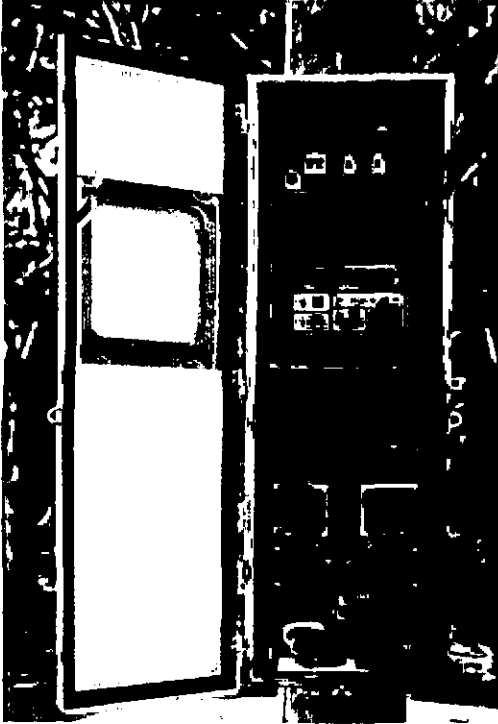
High voltage connections on the 27kV models are made with insulated cable tails terminated on epoxy bushings. The cable and bushings are covered by a gripping elastomeric boot that is filled with silicone grease to form an insulated system.

Bare terminals instead of covered assemblies are used on the standard 15kV models.

The switch is mounted using the standard cross arm mounting bracket.

Communications Cubicle Overview (Type FA only)

The advanced fault detection, data logging and communications abilities of the RL-Series load break switch / sectionaliser are made possible by the technology housed in the control and communications cubicle (supplied with Product Type FA only). It has been designed especially for outdoor, pole mounted operation and is normally mounted low on the pole for ease of access by maintenance personnel.



Pole Top Control & Communications Cubicle

The cubicle is insulated and designed to minimise any temperature rise resulting from solar heating. An internal equipment panel is used to mount all the equipment, including the batteries, storage capacitors, mains transformer, low voltage circuit breakers, Control And Protection Module (CAPM), operator control panel and radio or modem. These components are carefully located so that the heat generating parts are at the top, while the battery is at the bottom to keep it cool. In this way battery life in excess of 5 years can be achieved.

All weather access is provided to the Operator Control Panel through a lockable door on the front of the control cubicle. Vents are screened against vermin entry and the door is sealed against the outer with a rubber extrusion. All electronic parts are well protected from entry of moisture and condensation ensuring a long lifetime.

Three models of control and communications cubicle are available, Tropical, Moderate and Temperate. The Tropical version is well ventilated and is suitable for climates where the ambient temperature can reach 50°C and only occasionally goes below 0°C, with a lower limit of -10°C.

The Moderate version has reduced ventilation and is used where temperatures rarely go above 40°C and occasionally go below -5°C, with a lower limit of -15°C.

The Temperate model has a heater installed, making it suitable for climates where the temperature rarely goes above 40°C but can fall as low as -30°C.

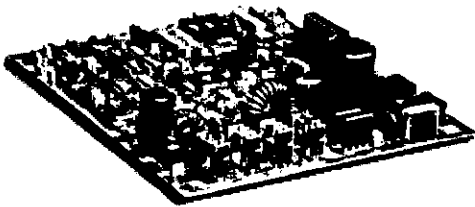
All three cubicles are fitted with the same electronics and incorporate the functions of an overcurrent through-fault detector, a sensitive earth fault relay and a remote terminal unit. Additionally, the electronics measure line current, voltage, real and reactive power, fault currents, and stores these for transmission or off-line analysis.

A unique feature of the RL-Series pole mounted load break switch / sectionaliser is the built in microprocessor controlled power supply. This provides uninterrupted operation of not only the load break switch and fault detector, but also the communications radio or modem. No other power supplies are required for connection into your SCADA or Distribution Automation System.

Due to careful design the efficiency of all parts is extremely high, allowing a battery hold up time of five days after auxiliary supply failure (from fully charged battery, excluding telemetry radio or modem usage). The architecture used has the advantage that the switch operation is independent of the high voltage supply, relying on a set of batteries charged by the auxiliary supply.

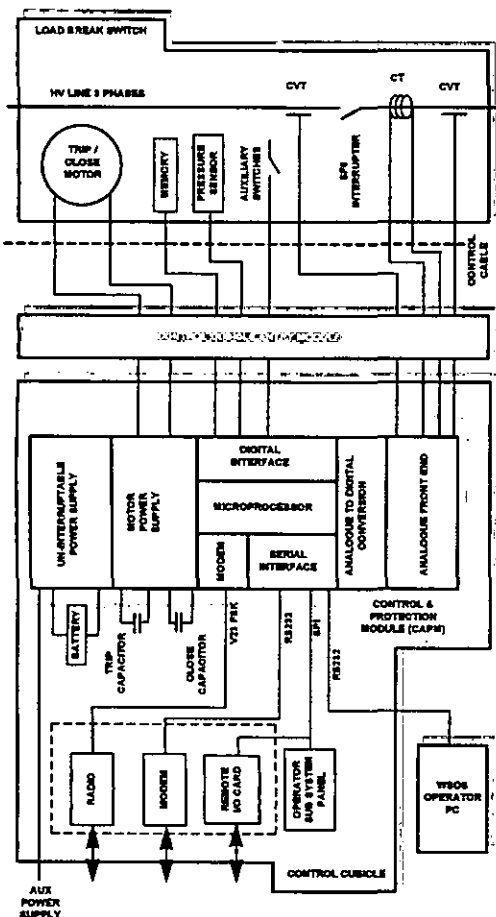
Due to sophisticated power supply management techniques, a switch operation is always guaranteed when attempted and alarms are raised over the telemetry when auxiliary power is lost.

A communications radio or special modem can be mounted within the control and communications cubicle. A V23 FSK modem is included as standard equipment.

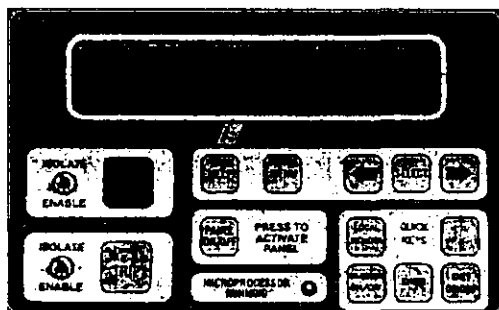


Control and Protection Module (CAPM) Circuit Board

Block Diagram & Features (Type FA only)



Load break switch / sectionaliser block diagram



Operator Control Panel

The fully automated (Product Type FA) pole mounted load break switches / sectionalisers provide many outstanding advantages to the user. New and innovative features have been made possible by the intimate way the pole mounted switch and communications cubicle work together. The block diagram below shows how the two items can be interfaced. The heart of the unit is the Control and Protection Module (CAPM) and the intelligent Operator Control Panel.

HV Line signals are connected into the electronics module by direct connection to the analogue front end. Special extended range current transformers provide a range from 10A to 16,000A for measurement and fault detection. Embedded voltage screens accurately image the primary voltage value and phase relationship, allowing measurement of voltage, current and phase angle in the electronic module.

Each load break switch / sectionaliser is provided with an operator control panel which has a four line liquid crystal display with back lighting for night operation. From here a user can access and program the many measurement and fault detection features available.

Three levels of user interface with the operator control panel are provided as follows:

1. Operator Level

This allows basic operation like Trip, Close and display of settings, such as:

- Sectionaliser settings and fault history
- Line measurements and historical data
- Alarms/Status such as:
 - Auxiliary supply fail, Battery fail
 - Gas loss
 - Live Line
 - Remote/Local Control

2. Technician Level

This level is password protected at the user's discretion in the "Engineer Level" and allows the setting of all sectionaliser related parameters.

3. Engineer Level

This is accessible through a laptop or desktop computer and allows setting of the password and access to all the Operator and Technician Level functions.

Telemetry Interface

The RL-Series pole mounted load break switch / sectionaliser can be interfaced to your SCADA system either through its built-in V23 modem and a radio, or its RS232 port and a modem of your choice. A variable voltage uninterruptable power supply is included for the radio or modem, which can be mounted inside the communications cubicle. Almost all telemetry protocols can be supported. DNP3 and IEC870 are two of the available protocols.

Computer Interface

The Windows Switchgear Operating System (WSOS) is an advanced personal computer based software package to allow off-line and on-line programming, monitoring and control of a load break switch /sectionaliser via the RS232 port. This is available as an option to the basic RL-Series load break switch / sectionaliser.

Remote Control

As an additional option, Nu-Lec Industries offers the WSOS multiple connect PC based software package to individually remote control and monitor a population of field mounted reclosers and/or load break switches. The system communicates with the control cubicle by either cable, fibre optic, telephone line or radio. WSOS provides additional features such as alarm and event handling, dial in and dial out facilities and report generation.

Fault Detection Functions (Type FA only)

RL-Series - Product Type FA automatic load break switches / sectionalisers are equipped with fault current sensing elements for phase and earth faults. The fault settings are set from the Operator Panel in the "Technician Level". This fault detection system monitors all three phases, earth fault, and sensitive earth fault, and makes event log entries on through-fault detection. In addition, details of the through-fault can be transmitted over the SCADA or remote control WSOS software.

Phase Fault Detection

Phase fault detection monitors all three phases and makes event log entries on through-fault detection.

Phase Faults Setting Range:	10 - 1260A
Resolution of Setting:	1A
Detection Time:	0.05 - 100 sec
Detection Time Resolution:	0.01 sec

Earth Fault Detection

Earth fault detection monitors earth faults and makes event log entries on through-fault detection.

Earth Faults Setting Range:	10 - 1260A
Resolution of Setting:	1A
Detection Time:	0.05 - 100 sec
Detection Time Resolution:	0.01 sec

Sensitive Earth Fault Detection

Sensitive Earth Fault (SEF) detection monitors all three phases and makes event log entries on through-fault detection.

SEF Current Setting Range:	4 - 20A
SEF Operating Time:	0.05 - 100 sec
SEF Current Setting Resolution:	1 A

Cold Load Pickup

Cold Load Pickup allows for a loss of diversity when a load has been without supply for a period of time.

Multiplier Range:	1 - 5
Multiplier Resolution:	0.1
Time Constant Range:	1 - 480 min
Time Constant Resolution:	1 min

Inrush Restraint

Inrush Restraint raises the phase and earth threshold currents for a short period of time to allow for short duration inrush currents when closing onto a load.

Multiplier Range:	1 - 30
Multiplier Resolution:	0.1
Time Range:	0.05 - 30 sec
Time Resolution:	0.05 sec

Live Load Blocking

Live Load Blocking detection operates independently of the detection elements.

Live Load Threshold Voltage Range:	2 - 15kV
------------------------------------	----------

Multiple Detection Groups

The CAPM supports up to 10 Detection Groups, each of which can be configured with completely separate detection characteristics with different inverse time curves and setting currents. The number of detection groups available to the operator can be configured using the Windows Switchgear Operating System thereby restricting or enabling access to detection settings as required.

Range of Detection Groups:	A - J
----------------------------	-------

Automatic Detection Group Selection

Automatic Detection Group Selection is used to change the detection characteristics depending on the direction of power flow. This allows the load break switch / sectionaliser to be correctly graded with devices downstream regardless of the power flow direction.

Range of Detection Group Pairs:	A&B, C&D, E&F, G&H, I&J
---------------------------------	-------------------------

Sectionalising Functions (Type FA only)

The sectionaliser logic included in Product Type FA opens the load break switch during the deadtime of an upstream circuit breaker, after the circuit breaker has opened a user configured number of times. The sectionaliser logic relies upon current sensing to detect the fault, and opens the switch after the current has been interrupted.

Phase Current Setting

Phase Current Setting Range:	10 - 1260A
Resolution of Setting:	1A

Earth Current Setting

Earth Current Setting Range:	10 - 1260A
Resolution of Setting:	1A

Fault Interruption

Fault interruption Count Range:	1 - 10
---------------------------------	--------

Sequence Reset Time

A sequence reset timer is used to reset the supply interrupt counters to zero so that the next supply interrupt count starts again at one.

Sequence Reset Time:	5 - 180 sec
Timing Resolution:	1 sec

Measurement Features (Type FA only)

Product Type FA utilises the CTs, CVTs and advanced control electronics to provide the measurement features as described in the section.

Voltage

True RMS voltage is measured on all six terminals. A user configured threshold indicates live terminal (accuracy $\pm 2.5\%$).

Current

RMS current is measured on three phases (accuracy $\pm 2.5\%$, reading 2.5-800A).

Real Power (signed or unsigned)

Determined by multiplying $V \times I$ in real time and averaging over 2 seconds (accuracy $\pm 5\%$ of reading, within limits of V and I above).

Power Factor

Determined from line voltage and line current phase relationship and the previously calculated real power (accuracy $\pm 5\%$ of reading, within limits of V and I above).

Default Historical Measurements

Power flow is integrated over 5, 15, 30, or 60 minute intervals (kWh) and recorded for 2 months at the default setting. This can be viewed on the operator Control panel, computer, or compatible SCADA system. Additionally, data can be uploaded into a portable computer or a compatible SCADA system.

Configurable Historical Measurements

Average Demand Profiles may be configured using WSOS. Customised configuration enables the user to specify only the parameters that are required negating unnecessary information capture.

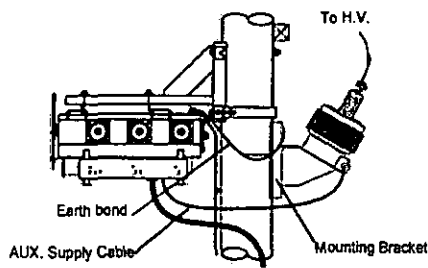
Event History

Minimum number of typical events stored in the event history:	3,000 events
---	--------------

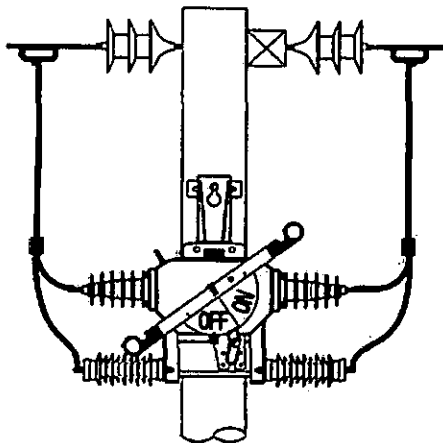
Gas Pressure Measurement

Gas Pressure Display Resolution:	5kPa
Gas Pressure Display Accuracy:	$\pm 10\text{kPa}$
Gas Low Alarm Setting:	65kPa Gauge @ 20°C
Gas Low Alarm/Interlock Accuracy:	$\pm 10\text{kPa}$

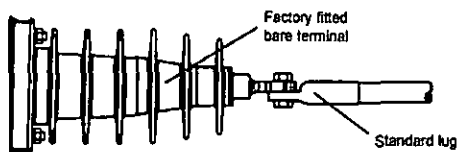
Pole Mounting Details



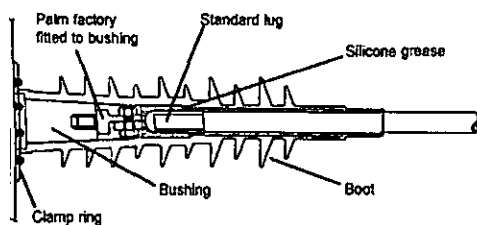
Optional AUX. Supply Voltage Transformer (Phase to Phase)



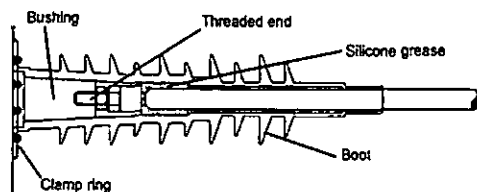
Mounting Arrangement



Bare Terminal 15kV 630A - Creepage distance = 500mm

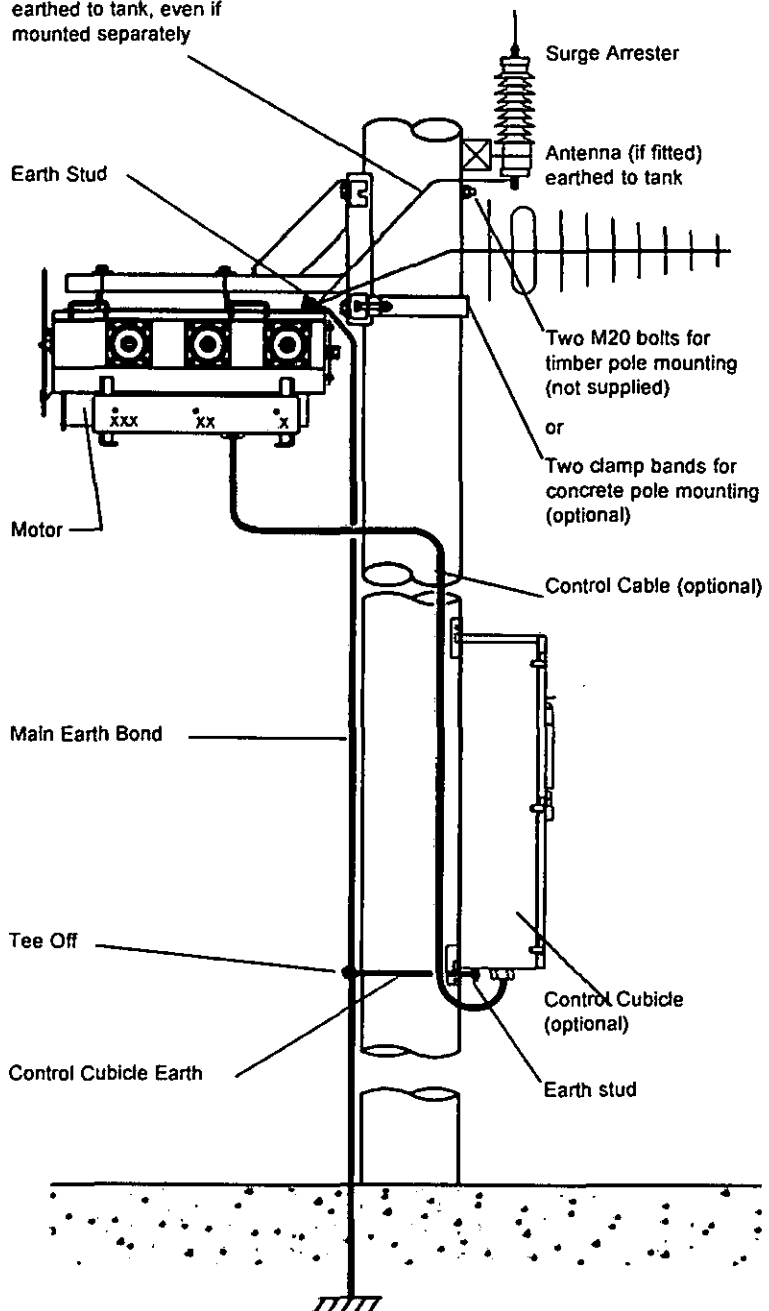


Cable terminated with standard lug (250&400A) - Creepage distance = 770mm



Cable terminated with threaded end (630A) - Creepage distance = 770mm

Surge Arresters always earthed to tank, even if mounted separately



Common Grounding for all Installations

Note:

1. Details given in this illustration are subject to change without notice. For full details refer the separate Technical Manual.

Ratings	15kV 12.5kA	15kV 16kA	27kV 12.5kA	27kV 16kA
Maximum System Voltage	15kV	15kV	27kV	27kV
Rated Continuous Current	630A	630A	630A	630A
Fault Make Capacity (RMS)	12.5kA	16kA	12.5kA	16kA
Fault Make Capacity (Peak)	31.5kA	40kA	31.5kA	40kA
Mechanical Operations	3000	3000	3000	3000
Rated Full Load Operations	600	600	600	600
Short Time Current (4s RMS)	12.5kA	16kA	12.5kA	16kA

Breaking Capacity

Mainly Active (0.7pf)	630A	630A	630A	630A
Cable Charging	25A	25A	25A	25A
Transformer Magnetising	22A	22A	22A	22A

Impulse Insulation Level

Phase to Phase	125kV	125kV	150kV	150kV
Phase to Earth	125kV	125kV	150kV	150kV
Across Interrupter	145kV	145kV	170kV	170kV
On Loss of SF ₆	50kV	50kV	70kV	70kV

Power Frequency Insulation Level

Phase to Earth	40kV	40kV	60kV	60kV
Across Interrupter	50kV	50kV	60kV	60kV

Environmental

Ambient Temperature ⁽¹⁾	-10 to +50°C	-10 to +50°C	-10 to +50°C	-10 to +50°C
Radiation (Max)	1.1kW/m ²	1.1kW/m ²	1.1kW/m ²	1.1kW/m ²
Humidity	0 to 100%	0 to 100%	0 to 100%	0 to 100%
Altitude (Max) ⁽²⁾	3000m	3000m	3000m	3000m

Net Weights

Load break switch ⁽³⁾	110kg	110kg	110kg	110kg
Gross weight with control cubicle	210kg	210kg	210kg	210kg

Crate Dimensions

Standard	W=1200mm	D=1150mm	H=755mm
----------	----------	----------	---------

- 1 -30 to +50°C available as option when heater fitted to control cubicle.
- 2 For altitudes above 1000m, derate in accordance with ANSI C37.63 Table 1
- 3 For Gross Weights add 75kg

Ordering Information

The RL-Series LBS ordering information comprises two part numbers. The load break switch part number includes a Model Identifier and fields describing the Product Type, Insulation Medium, System Voltage, Fault Make Capacity, Insulation Level and Cable Rating. The Pole Top Control Cubicle (PTCC) comprises temperature range, cable length and auxiliary supply. The part numbers do not include measurement units and is constructed using only one option per field in the selection chart below. A part number example is shown below:

Nu-Lec-RL27-LBS-FA-SF6-27-16-150-400 and Nu-Lec-PTCC-Moderate-240-11

Nu-Lec - RL27-LBS - 2 - SF6 - 4 - 5 - 6 - 7 and
Nu-Lec PTCC - - -

Field descriptions

1. Model:
RL27 is the current model

2. Product Type:
MR = Manual excl. motor
RC = Remote, incl. motor
MA = Manual excl. Motor
A = Automated excl. PTCC
FA = Automated incl. PTCC

3. Insulation Medium:
SF₆ gas insulated load break switch

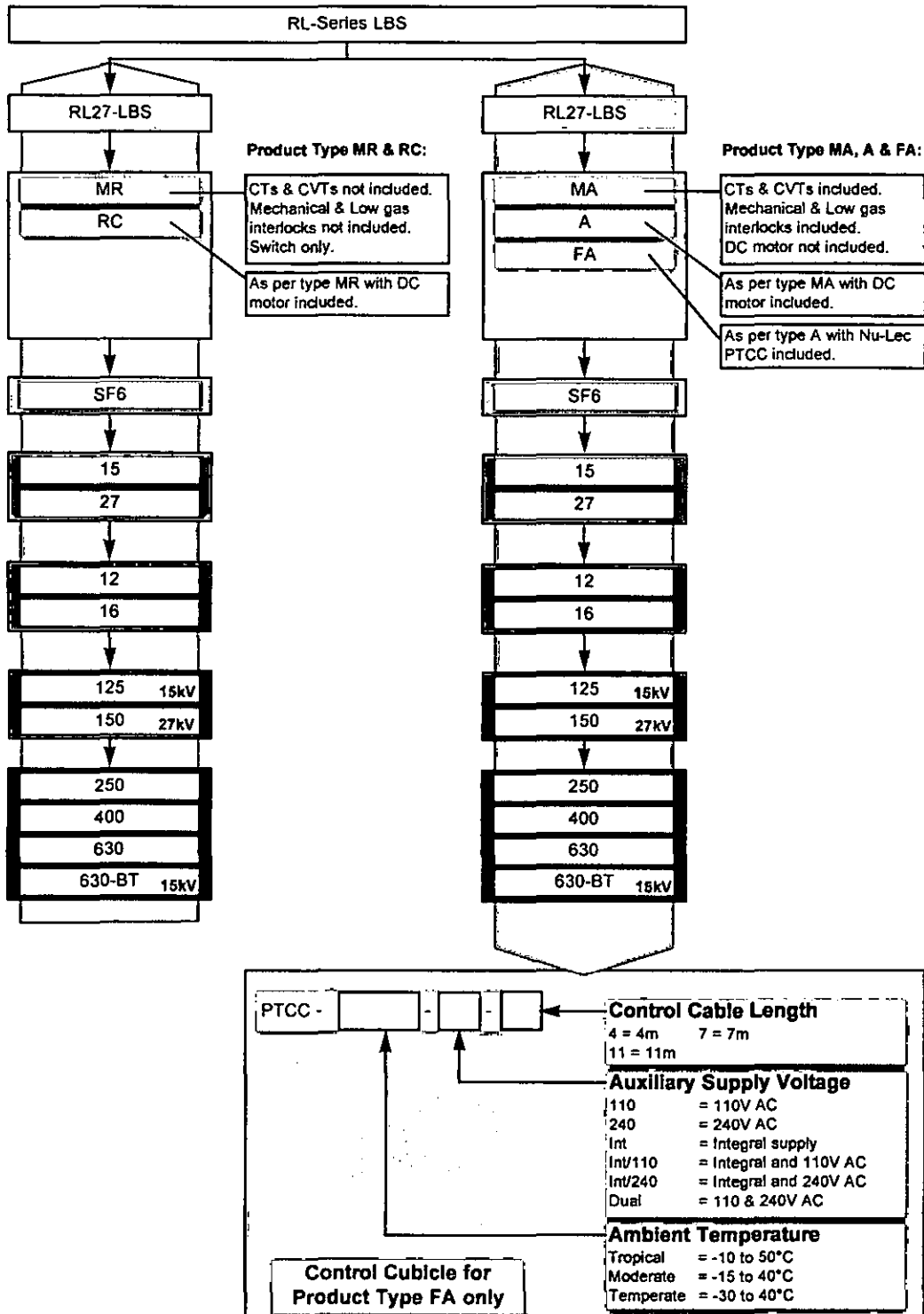
4. System Voltage:
15 = 15kV,
27 = 27kV

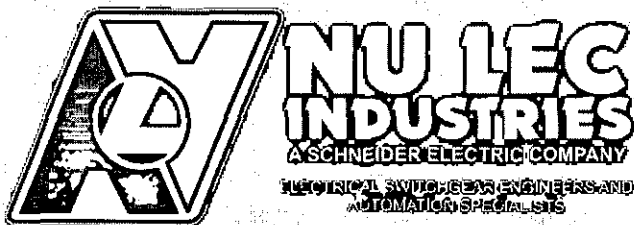
5. Fault Make Capacity:
12 = 12.5kA
16 = 16kA

6. Insulation Level:
125 = 125kV (15kV only)
150 = 150kV (27kV only)

7. Cable Rating:
250 = 250A, 400 = 400A
630 = 630A
630-BT = 630A Bare Terminal (BT) (15kV max.)

Control cubicle for Product type FA:
Specify the temperature range, auxiliary supply voltage and control cable length for the Pole Top Control Cubicle (PTCC). Communication Protocol and radio/modem cable type must be separately specified at time of order.





Your local contact:

Brochure Part Number: N00-597

CORPORATE OFFICE & FACTORY

35-37 South Street, Lytton, 4178
Queensland, Australia
PO Box 761, Edith Street
Wynnum, Queensland, 4178
Telephone (07) 3249 5444
Intl +61 7 3249 5444
Facsimile (07) 3249 5888
Intl +61 7 3249 5888
E-mail: sales@nulec.com.au
<http://www.nulec.com.au>

USA OFFICE

1252 Old Alpharetta Road
Alpharetta, Georgia
30005-3986
United States of America
Telephone (770) 521 2000
Intl +1770 521 2000
Facsimile (770) 521 2100
Intl +1770 521 2100
E-mail: sales@nulec.com
<http://www.nulec.com>

DS TransNET 900™

Receptor de
Banda Ancha de Frecuencia de
928 MHz

ALTO RENDIMIENTO inalámbrico industrial



CARACTERÍSTICAS

- ¡Velocidad superior! Velocidad de transferencia de hasta 115.2 Kbps
- Solidez incomparable
 - Corrección de Errores (FEC)
 - CRC/ARQ, múltiples re-transmisiones
- Calificación Industrial - Rango de temperatura extendido de -40° C hasta +70° C para su operación sin problemas en ambientes extremos
- Modo Sleep - ≈ 7ms, ideal para aplicaciones con energía solar
- Modo "Store-and-Forward" - con redes de auto-reparación
- Diagnóstico en toda la red - Control Centralizado de la Red, sin necesidad de visitar los sitios remotos.

APLICACIONES

- SCADA
- Automatización Industrial
- Control de procesos
- Exploración, producción y transporte de Petróleo y gasolina
- Empresas proveedoras de electricidad, agua y gas

MDS...Soluciones inalámbricas globales. Alto rendimiento inalámbrico industrial.

Desde hace más de 15 años, Microwave Data Systems (MDS) provee soluciones inalámbricas de red con aplicaciones en SCADA, telemetría, telecomunicaciones y mercados de transacciones en línea. MDS provee soluciones con y sin licencia, con más de 500.000 radios instaladas en más de 110 países.

Presentamos MDS TransNET™

Los sistemas actuales de Telemetría/SCADA requieren el transporte de grandes cantidades de datos a velocidades cada vez mayores. Adicionalmente, la necesidad de mayor flexibilidad en la integración ha redefinido la plataforma inalámbrica "ideal" en muchas aplicaciones. MDS se complace en presentar MDS TransNET™ una solución inalámbrica flexible y compacta, sin licencia y de alta velocidad.

Descripción general del producto

El MDS TransNET utiliza FHSS (Espectro de Banda Ancha de Salto de Frecuencia) en la Banda ISM de 902 / 928 MHz para brindar transporte de datos confiable y de largo alcance de hasta 115.2 kbps. TransNET provee comunicaciones de datos transparentes para casi todos los protocolos de Telemetría/SCADA y de EFM incluido MODBUS.

Cualquier MDS TransNET puede ser configurado como una extensión de repetidora. Esto permite almacenar y reenviar datos para extender el rango operativo de la red. Puede haber repetidoras múltiples en cualquier punto de la red para evitar que el error de una de las radios inhabilite la red entera. No hay límite en el número de repetidoras que se pueden usar. Este producto se puede usar en ubicaciones peligrosas Clase I, División 2, Grupos A, B, C y D.*

¿Por qué considerar una solución de MDS TransNET™?

¡Mayor rendimiento de sistema y mayor integridad de datos! Construcción robusta, tecnología de procesamiento de señal digital (DSP) con autoecualización, CRC/ARQ automática y poderosa Corrección de Errores (FEC).

¡Flexibilidad e instalación rápida! Rápida recuperación de la inversión gracias a su fácil instalación plug and play. Diseño de radio libre de licencia con la capacidad de comunicarse con cualquier protocolo asincrónico sin software ni programación adicionales.

¡Funciona en las condiciones más adversas! Su excepcional diseño ofrece un desempeño excelente en caso de interferencias o enlaces difíciles. ¡Ocupa poco espacio! Su diseño excepcionalmente pequeño permite la instalación dentro de un RTU o PLC.

El software MDS de diagnóstico en toda la red simplifica las tareas y reduce el costo de administración de la infraestructura de la red eliminando viajes al campo. Provee medios no intrusivos de mantener el rendimiento de los enlaces y de la red de radio.

¡Interfaces flexibles! Todos los TransNET se entregan equipados con RS-232 para una conexión directa con la mayoría de RTU/PLC y con RS-485 para entornos multidrop.

¡Bajo consumo de energía! Cuenta con el Modo Sleep para requisitos de consumo extremadamente bajos -típicamente utiliza 7 mA- y aún así se "despierta" rápidamente para acceder de inmediato a su valiosa información.

MDS TransNET es líder en la relación precio/rendimiento; ofrece flexibilidad y confiabilidad para aplicaciones con requisitos punto a punto y punto a multipunto.

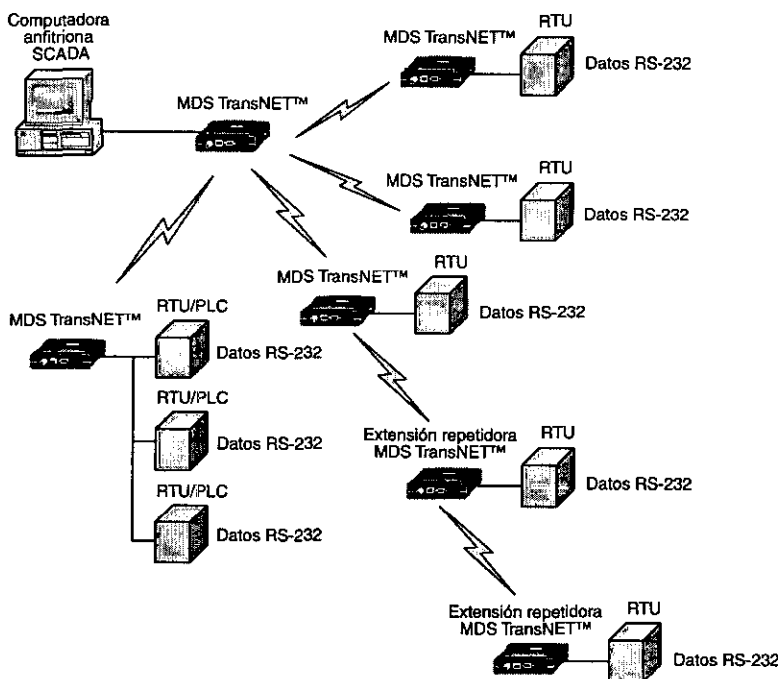
Desarrollo/Industrial/Inalámbrico

MDS

Especificaciones de radio MDS TransNET 900™

Banda de frecuencia	902-928 MHz banda ISM	Datos	
Físico y ambiente		Interfaz:	RS-232/RS-485 (Seleccionable por usuario)
Dimensiones:	(Aprox. 2.5 alto x 12.7 ancho x 8.9 de profundo cm) (Aprox. 1.0 alto x 5.0 ancho x 3.5 profundo pulgadas)	Velocidad de Transmisión:	115.2 kbps
Alimentación	6 a 30 Vdc	Velocidades de puerto:	1.2 a 115.2 kbps
Consumo:	Modo 30 Vdc 13.8 Vdc 6 Vdc Transmite 236 mA 510 mA 1.18 A Recibe 51 mA 100 mA 155 mA	Conectores	
Modo Sleep:	7 mA típico	Potencia, Usuario, NMS:	Phoenix de 2 clavijas, DB-9, RJ11
Rango de temperatura:	-40° C a +70° C	RF:	TNC
Humedad:	< 95% Humedad Relativa (sin condensación)	Modos operativos	
Transmisor		Punto a multipunto:	maestra remota extensión repetidora (Store-and-Forward) - Repetidoras ilimitadas - redes autorreparables
Potencia de Salida:	1 Watt (30 dBm) en 6Vdc a 30 Vdc, seleccionable por el usuario hasta 100 mw (+20 dBm)	Administración de red	
Modulación:	CPFSK		Diagnósticos
Receptor			Control centralizado de red elimina visitas a las instalaciones
Sensibilidad:	-110 dBm (1 x 10 ⁻⁶ BER)		Configuración Store-and-Forward
Detección de errores:	CRC16; Reenviar ante error		Compatible con otros productos MDS Compatible con MDS insite y MDS NetView MS (nota 1)
Robustez ante Interferencias:	64,000 patrones de salto seleccionados automáticamente por dirección de red FEC, CRC/ARQ o de paquete múltiple	Aprobaciones de la agencia	
Transmisiones	Características de señal excelentes y de gran potencia (interferencia) Segmentación de banda para coexistencia con otros servicios como LMS	FCC:	Parte 15 Aprobada
		FM/UL	Clase 1 Div.2 aprobada (UL 508, UL 1604)*
		IC:	Aprobada
		CSA:	Pendiente
			1 Disponible final 2003

Comunicaciones transparentes, flexibles, de gran velocidad



*El transceptor no se debe usar como unidad individual en ubicaciones de riesgo como las antes descritas. Deberá montarse dentro de otra pieza del equipo, autorizada para ubicaciones peligrosas o instalarse de acuerdo con las indicaciones o condiciones aprobadas que indiquen las agencias autorizadas para este fin.

MICROWAVE DATA SYSTEMS INC.
175 SCIENCE PARKWAY
ROCHESTER, NEW YORK 14620, USA
TELÉFONO (585) 242-9600
FAX (585) 242-9620
WWW.MICROWAVEDATA.COM

Los productos MDS se fabrican bajo un sistema de calidad certificado por las normas ISO 9001. MDS se reserva el derecho de realizar modificaciones a los productos descritos en esta página en cualquier momento sin necesidad de aviso previo y sin obligación de notificar dichas modificaciones a persona.
© 2001 MDS Inc. (MDS TransNET) SL0094 Rev. K, 08-22-02

funcionamiento/industrial/inalámbrico

MDS